

**CONSERVATOIRE NATIONAL DES ARTS ET METIERS**

**CENTRE DU MAROC**

---

**MEMOIRE**

**présenté en vue d'obtenir**

**le DIPLOME D'INGENIEUR CNAM**

**en**

**SYSTEMES ELECTRIQUES**

**Par**

**MAGNOUN Youness**

---

**Placement optimal de dispositif FACTs dans un réseau  
de puissance.**

**Date soutenance : 03/06/2014**

---

**JURY :**

**PRESIDENT : G. ROSTAING**

**MEMBRES : M. KHAFALLAH  
A. SANDALI  
A. SAAD**

# Résumé

Actuellement et dans les décennies futures le sujet d'intégration de FACTS dans un réseau de puissance aura plus d'importance au sein de la communauté scientifique. Ceci est dû principalement à la libéralisation du secteur de l'électricité et des avancées de l'électronique de puissance.

Très souvent, le coût de KWh économique est restreint par des contraintes de stabilité de tension et de puissance maximale transmissible etc. Ces contraintes peuvent efficacement être gérées voir supprimées par la technologie de FACTS. Cependant, et pour des considérations économiques, le placement de FACTS dans un réseau devra être optimisé.

Dans ce présent sujet de mémoire, une méta-heuristique de recherche globale (Algorithme Génétique) est employée pour résoudre ce problème d'optimisation à caractère combinatoire. L'algorithme génétique devra trouver l'emplacement, le type et les puissances limites d'un nombre choisi de FACTS à installer.

Trois types de FACTS sont tenus en compte dans ce travail (SVC, TCSC, STATCOM), les configurations de FACTS générées par l'AG sont insérées dans le réseau de test, puis leurs fitness sont calculées en utilisant l'AG pour la recherche de l'Optimal Power Flow et la méthode conventionnelle Newton-Raphson pour le calcul du Load Flow.

# Abstract

Nowadays and in the future years the interest in FACTS integration problem, within the scientific community, will increase. This is mainly due to the advances of power electronics technology and deregulation of electricity market.

Very often, economic kwh cost is strained by stability constraints and power transfer capacity. These constraints can be efficiently managed by the FACTS devices to allow use of power system near of its thermal constraints. However, for economic reasons, the installation of these devices in each node and line is impossible and unnecessary.

In this subject, global search meta-heuristic (Genetic Algorithm) is used to resolve FACTS optimal placement problem. Genetic Algorithm must find the location and the rating of a fixed number of FACTS.

Three types of FACTS are considered in this subject (SCV, TCSC, and STATCOM), Facts combinations generated by the GA are inserted into the testing power system, then, its fitness are calculated using AG for OPF searching and the conventional Newton-Raphson method for Load Flow calculation.

ليس اليتيم الذي قد مات والده \*\*\*\* إن اليتيم يتيم العلم و الأدب  
(الإمام علي)

العلم يُجدي و يبقى للفتى أبدا \*\*\*\* و المألُ يفنى و إن أجدى إلى حين  
في ازدياد العلم إرغام العِدَى \*\*\*\* وجمال العلم إصلاح العمل  
(ابن الوردي)

## **Remerciements**

Je tiens à remercier les personnes suivantes, pour m'avoir permis de quelque façon et à des degrés divers, de tirer profit de mon sujet de fin d'étude :

En premier lieu M. ABDELKRIM BENCHAIIB qui m'a offert la possibilité de réaliser ma mémoire et qui malgré ses astreintes variées et nombreuses, il n'aura pas hésité à dégager de son temps pour encadrer mon travail.

Je remercie également M. A. SANDALI, A. SAAD pour avoir accepté de faire partie du membre de jury ainsi que le professeur M G. ROSTAING, pour l'avoir présidé.

Merci également à M. MOHAMED KHAFALLAH qui n'aura pas rechigné à répondre à mes questions, je formule aussi ma profonde gratitude à M.ALAN ANDRE directeur du centre CNAM Maroc ainsi que le reste du corps professoral pour leur contribution à ma formation et leur soutien permanent durant mes études.

Je tiens également à exprimer mes remerciements à mes amis M.SAID BAGHLAL, M.ADNANE ZAIMI, Mlle SAMIRA AIT AMY pour leurs soutiens et leurs qualités humaines.

A mes parents, mes frères et à ma fiancée, mon merveilleux cercle d'amour auprès du quel je me ressource et me renforce toute ma vie.

# Sommaire

<b>Introduction</b>	1
<b>Chapitre I - Les dispositifs FACTS</b>	3
1.1. Introduction	3
1.2. Généralité sur les Facts	3
1.3. Intérêt des FACTs	3
1.4. Les FACTS shunt	4
1.4.1. Objectif de la compensation shunt	4
1.4.2. Régulation de tension Point Milieu pour la segmentation de la ligne	4
1.4.3. Amélioration de la stabilité transitoire	6
1.4.4. SVC Static Var Compensator	7
1.4.4.1. Thyristor-Controlled and Thyristor-Switched Reactor (TCR et TSR)	7
1.4.4.2. Thyristor-Switched Capacitor (TSC)	10
1.4.4.3. Fixed Capacitor, Thyristor-Controlled Reactor Type Var Generator	12
1.4.4.4. Thyristor-Switched Capacitor, Thyristor-Controlled Reactor Type Var Generator	13
1.4.5. STATCOM	15
1.4.5.1 Type de convertisseur d'un SVG	15
1.4.5.2 Principe de fonctionnement	16
1.5 Dispositifs FACTS série	19
1.5.1 Compensation série	19
1.5.2 Compensateurs série à thyristors	22
1.5.3 Condensateur série commandé par thyristors	22
1.5.4 Condensateur série commuté par thyristors	23
1.5.5 Condensateur série commandé par thyristors GTO	23
1.5.6 Compensation statique série synchrone	24
1.6 Régulateur statiques de tension et de phase	26
1.6.1 Régulateur de tension contrôlé par thyristor	27
1.6.2 Régulateur de phase	27
1.7 Dispositifs FACTS combinés série-parallèle	29
1.7.1 Généralités	29
1.7.2 Contrôleur de transit de puissance unifié	29
1.7.3 Contrôleur de transit de puissance entre lignes	31
1.7.4 Régulateur de puissance inter-phases	32
1.8. Conclusion	32
<b>Chapitre II - Modélisation des éléments du réseau</b>	34
2.1 Introduction	34
2.2 Modélisation des éléments du réseau	34
2.2.1 Modèles des générateurs	34
2.2.2 Charges	35
2.2.3 Eléments shunts	35
2.2.4 Lignes	35
2.2.5 Transformateurs	36
2.3 Modélisation des dispositifs FACTS	37

2.3.1 Injection de puissance aux extrémités de la ligne . . . . .	37
2.3.2 Création d'un nœud fictif . . . . .	38
2.3.3 Modification de la matrice d'admittance nodale . . . . .	39
2.3.4 Choix des dispositifs . . . . .	40
2.3.5 Dispositifs FACTS shunt . . . . .	40
2.3.5.1 Modèle du compensateur statique de puissance réactive . . . . .	40
2.3.5.2 SVC placé en un nœud du réseau . . . . .	41
2.3.6 Dispositifs de compensation série . . . . .	42
2.3.6.1 Modèle du compensateur série à thyristors . . . . .	42
2.3.6.2 Intégration du TCSC dans le système . . . . .	43
2.3.6.3 Régulateurs de tension et de phase . . . . .	43
2.3.6.4 Régulateur de tension . . . . .	45
2.3.6.5 Déphaseur pur . . . . .	45
2.3.6.6 Transformateur déphaseur . . . . .	46
2.3.6.7 Transformateur avec réglage diagonal . . . . .	46
2.3.7 Contrôleur de transit de puissance unifié . . . . .	47
2.4 Conclusion . . . . .	48
<b>Chapitre III - Les Méthodes d'optimisation (Méta-heuristique)</b> . . . . .	<b>50</b>
3.1 Introduction . . . . .	50
3.2 Méta heuristique . . . . .	50
3.3 Formulation mathématique . . . . .	51
3.4 Classification des méthodes . . . . .	51
3.4.1 La Recherche Opérationnelle . . . . .	51
3.4.2 Intelligence Artificielle . . . . .	52
3.5 Les Approches d'optimisation . . . . .	52
3.5.1 Méthode de Recherche Local ou voisinage . . . . .	53
3.5.2 Approches évolutionnaires . . . . .	53
3.6 Algorithmes de recherche Globale . . . . .	53
3.6.1 Les Algorithmes Génétiques . . . . .	53
3.6.2 La Stratégie d'Evolution . . . . .	59
3.6.3 Programmation évolutionnaire . . . . .	60
3.6.4 Programmation Génétique . . . . .	59
3.7 Algorithmes de Recherche locale . . . . .	60
3.7.1 La Recherche Tabou . . . . .	60
3.7.2 Le Recuit Simulé . . . . .	61
3.8 Conclusion . . . . .	63
<b>Chapitre IV - Load Flow, Optimal Load Flow</b> . . . . .	<b>64</b>
4.1 Introduction . . . . .	64
4.2 Load Flow . . . . .	64
4.2.1 La méthode Gauss-Seidel . . . . .	64
4.2.2 La méthode Newton-Raphson . . . . .	65
4.2.2.1 Méthode N-R pour les multi-variables . . . . .	66
4.2.2.2 Application de la méthode Newton-Raphson dans un problème de répartition d'énergie («Power Flow ») . . . . .	68
4.2.3 Estimation des valeurs de départ des méthodes itératives . . . . .	68
4.2.4 Limites opérationnelles . . . . .	70
4.2.5 Comparaison en la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson . . . . .	71

4.3 Optimal Load Flow .....	71
4.4 Conclusion .....	72
<b>Chapitre V – Load Flow, Etude de cas</b> .....	73
5.1. Introduction .....	73
5.2. Constitution de la matrice d'admittance .....	73
5.3. Condition d'arrêt et convergence de la solution .....	74
5.4. Simulation de load-flow .....	74
5.4.1. Réseau de teste .....	74
5.4.2. Méthode Gauss-Seidel pour le calcul du load-flow .....	77
5.4.2.1. Algorithme .....	76
5.4.2.2. Solution du Load-Flow par la méthode Gauss-Seidel .....	77
5.4.3. Méthode Newton-Raphson pour le calcul du load-flow .....	78
5.4.3.1. Constitution de la matrice jacobéenne .....	78
5.4.3.2. Algorithme .....	80
5.4.3.3. Solution du load flow par la méthode Newon-Raphson .....	80
5.5 Conclusion .....	82
<b>Chapitre VI - Optimal Load Flow, Etude de cas</b> .....	83
6.1. Introduction .....	83
6.2. Algorithme génétique .....	83
6.3. Algorithme à codage binaire .....	83
6.3.1. Génération de la population initiale .....	83
6.3.2. Décodage .....	84
6.3.3. Fonction Objectif .....	84
6.3.4. Critères d'optimisation .....	85
6.3.4.1. Maximisation de la charge desservie .....	85
6.3.4.2. Maximisation de la sécurité du système .....	85
6.3.4.3. Équilibrage des charges des branches .....	85
6.3.4.4. Équilibrage des tensions .....	85
6.3.4.5. Sécurité d'exploitation .....	86
6.3.4.6. Minimisation des pertes actives .....	86
6.3.5. Opérateurs de l'algorithme génétique .....	86
6.3.5.1. Sélection .....	86
6.3.5.2. Croisement .....	86
6.3.5.3. Mutation .....	87
6.3.6. Algorithme .....	87
6.4. Simulations .....	88
6.4.1. Simulation de l'OPF .....	88
6.4.2. Simulation Load-Flow .....	89
6.5. Conclusion .....	91
<b>Chapitre VII - Placment Optimal de FACTs - Etude de cas</b> .....	92
7.1. Introduction .....	92
7.2. Programme .....	92
7.3. Approche adoptée .....	92
7.4. Fonction de coût .....	92
7.5. Coût des FACTs .....	93
7.6. Algorithme .....	94
7.7. Codage de solution .....	94

7.8. Simulations .....	94
7.8.1 Réseau de teste .....	94
7.8.2 Cas n°1 – Simulation sur un réseau de 9 bus .....	94
7.8.2.1. Simulation d'OPF sans FACTs .....	95
7.8.2.2. Simulation de load-flow .....	95
7.8.2.3. Simulation de Placement Optimal de FACTs .....	96
7.8.2.3.1. Interprétation du résultat .....	97
7.8.2.4. Simulation d'OPF .....	97
7.8.2.5. Simulation de load-flow .....	98
7.8.3 Cas n°2 – Simulation sur un réseau de 9 bus (charges modifiées) .....	98
7.8.3.1. Simulation d'OPF sans FACTs .....	99
7.8.3.2. Simulation de load-flow .....	99
7.8.3.3. Simulation de Placement Optimal de FACTs .....	100
7.8.3.4. Simulation d'OPF .....	101
7.8.3.5. Simulation de load-flow .....	101
7.8.3.6. Interprétation des résultats .....	102
7.9. Conclusion .....	102
<b>Conclusion générale</b> .....	103
<b>Bibliographie</b> .....	104



# Introduction

L'électricité est devenue depuis de longues années, le vrai moteur de l'économie mondiale. Toute croissance et la qualité de vie dont nous bénéficions actuellement, ne sont possibles que grâce au courant électrique. On peut aller même jusqu'à affirmer que l'homme contemporain sans électricité est comme un enfant, faible et perplexe. Cependant peu de gens se posent la question : Qu'y-a-t-il derrière la prise ?

Il s'agit de tout un système complexe qui allume nos ordinateurs ou alimente nos frigidaires. Cependant les difficultés de stockage de l'électricité imposent la nécessité d'équilibrer l'offre à la demande à tout instant. L'acheminement de l'énergie électrique, depuis les centres de productions jusqu'aux consommateurs, exige un réseau de transport. Les limitations techniques quant à elles rendent impossible un flux illimité du courant [1].

Actuellement et dans les décennies futures les Services publics d'électricité seront obligés de faire fonctionner le système de puissance à proximité de ses limites thermiques et de stabilité dues à des obstacles majeurs tels que, la domination du droit de l'environnement et les problèmes de coûts d'expansion du réseau transmission de puissance. Le coût des lignes et des pertes, ainsi que les difficultés rencontrées dans la construction de nouvelles lignes de transmission, limiteraient souvent la capacité de transport disponible. Il y a de nombreux cas où l'énergie économique ou le partage de réserve est limitée par la capacité de transmission, et la situation ne s'améliore pas. Par ailleurs, dans un environnement de service électrique libéralisé, un réseau électrique efficace est essentiel à l'environnement concurrentiel de service d'électricité fiable [2].

Dans les jours présents, et avec la dérégulation du marché de l'électricité, les pratiques traditionnelles du système de puissance ont complètement changé. Une meilleure utilisation des ressources existantes du système de puissance avec un coût économique est devenue essentielle. [3] Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) pourraient être un moyen pour mener à bien cette fonction sans les inconvénients des dispositifs électromécaniques tels que lenteur et l'usure. [2]

Les technologies des FACTs permettent d'améliorer le fonctionnement du système de transmission avec un investissement minimal d'infrastructure. Les contraintes environnementales et l'impact économique sont les deux contraintes importantes forçant les compagnies d'électricité à répondre à la demande future en utilisant le système de transport existant sans avoir à construire de nouvelles lignes. Les FACTs sont efficaces et capables d'augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau, et de le faire exploité près de ses limites thermiques, tout en conservant le même degré de stabilité. [5]

Des paramètres comme l'impédance d'une ligne de transport, le module et l'angle de la tension dans un nœud peuvent être contrôlés par les FACTS d'une façon efficace. Les avantages apportés par les FACTs comprennent l'amélioration du comportement dynamique du système et l'amélioration de la stabilité. Cependant, leur fonction principale est le contrôle du flux de puissance [3]. Ce contrôle, conduit à réduire la charge des lignes fortement chargées, augmenter la capacité de transport du système, réduire les pertes et améliorer la sécurité du système de puissance [2].

L'intérêt accru pour ces dispositifs est essentiellement dû au développement récent de l'électronique grande puissance, combinée à la déréglementation (libéralisation) du secteur de l'énergie, qui a rendu l'utilisation des Facts rentable dans les activités de transport d'énergie. [2] En outre, Pour des considérations économiques, l'installation de dispositifs FACTs dans tous les nœuds ou toutes les branches du réseau de puissance est impossible et n'est pas nécessaire. [7].

Le placement de dispositifs FACTs dans un réseau est un problème de nature combinatoire. À ce jour, il n'existe pas de méthode analytique capable de résoudre ce genre de problème et d'en donner l'optimum global. Il convient donc d'utiliser des méthodes dites énumératives qui consistent à balayer

l'espace des solutions possibles. Parmi celles-ci, les méthodes exactes, qui ont des temps de résolution augmentant de manière exponentielle avec la taille du problème, sont limités à des problèmes de taille insignifiante. Ainsi pour des réseaux comportant plusieurs dizaines voire centaines de nœuds et de branches, on s'orientera vers des méthodes approchées ou heuristiques, qui bien ne garantissent pas la solution optimale dans le sens global, permettent d'obtenir des solutions de bonne qualité dans des temps de calcul raisonnables. [8]

Dans la littérature, plusieurs méta-heuristiques sont adoptées pour la résolution du problème de placement de FACTs dans un réseau de puissance. Gerbex et al [9] avaient utilisé l'algorithme génétique pour la recherche du placement optimal de dispositif Facts dans un réseau de puissance, l'optimisation a été performée pour trouver l'emplacement du dispositif ainsi les valeurs caractéristiques ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$  etc.) des dispositifs FACTs. Cependant dans [9] le nombre de dispositifs de Facts à installer est décidé arbitrairement et non pas par optimisation. L'impact du TCSC sur la congestion est traité dans [10], le document démontre que les TCSC pourraient réduire les congestions ainsi que les pertes. La référence [11] et [12] ont proposé des méthodes pour éliminer les surcharges par des TCSCs, où des indexes de sensibilité sont introduits pour trouver l'emplacement optimal.

La référence [13] propose une approche pour le placement de FACTs et l'évaluation de leurs impacts sur le coût total annuel, coût d'investissement et les bénéfices d'installation des FACTs. Dans [14], l'application des différents FACTs est présentée pour contrôler le Load-Flow dans un réseau de puissance. Récemment d'autres techniques basées sur les différentes techniques de l'intelligence artificielle ont été développées, comme la programmation évolution [15], l'optimisation par essaim particulaire, l'algorithme de fourmis etc. [16]

Dans le cadre de ce projet de mémoire, l'approche adoptée pour la résolution du problème de placement optimal de FACTs s'appuie sur une méta-heuristique de recherche globale et l'évaluation du fonctionnement du réseau en régime permanent. L'algorithme génétique est utilisé dans ce travail à deux reprises, une première fois pour la résolution du problème de l'Optimal Load Flow, puis une deuxième pour la résolution du problème de placement optimal de FACTs.

# Chapitre I - Les dispositifs FACTS.

## 1.1. introduction

L'exploitation d'un réseau électrique est assujettie à quelques règles fondamentales. D'une part, il faut assurer en permanence l'égalité entre la production et la consommation afin de maintenir la fréquence à une valeur constante. D'autre part la répartition de la puissance active entre les générateurs et les charges obéit aux lois de Kirchhoff ; les transits empruntent les chemins de moindre impédance sans se soucier des capacités de transport des lignes et des problèmes de stabilité. A cela vient s'ajouter la puissance réactive, qui peut être produite ou consommée par les lignes elles-mêmes et qui vient modifier l'état de charge des lignes ainsi que le plan de tension. [17]

La technologie des Facts présente des solutions efficaces pour l'amélioration du fonctionnement du système de puissance. Leurs capacités de contrôler les différents paramètres électriques agissant sur le flux de puissance dans un réseau permettent un contrôle efficace du transit de puissance et de la tension dans un réseau. Ces dispositifs peuvent aussi augmenter la puissance transmissible et la stabilité du système de puissance. Les avantages des Facts ne touchent pas uniquement le régime permanent, ils ont aussi des avantages en régime transitoire et dynamique tel que l'amortissement de pompage, le filtrage des harmoniques et la limitation des courants de défaut. Ce chapitre met en évidence les caractéristiques et le potentiel des différents FACTS développés à ce jour dont chaque famille est décrite de façon plus détaillée.

## 1.2. Généralités sur les FACTS.

Selon L'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : *Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert du réseau de puissance.*

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport. En revanche, ils permettent d'utiliser les lignes plus proches de cette limite en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité. Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation efficace du réseau existant.

## 1.3. Intérêt des FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'inductance et condensateur enclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

## Chapitre I

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voir supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

Les dispositifs FACTS peuvent aussi être utilisés pour la segmentation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité.

De par leurs temps de réponse, trop faibles, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régimes dynamiques. Ils permettent en particulier ;

- d'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
- d'amortir les oscillations de puissance ;
- de supporter de manière dynamique la tension.

Les dispositifs FACTS ont également une action bénéfique sur les niveaux des courants de court-circuit ainsi qu'en cas de résonance hyposynchrone.

### **1.4. Les FACTS shunts.**

#### **1.4.1. Objectifs De La Compensation Shunt.**

Il est reconnu depuis longtemps que la puissance transmissible en régime permanent et le profil de la tension au long de la ligne de transmission peuvent être contrôlés par une compensation shunt appropriée. Le but de cette compensation réactive consiste à modifier les caractéristiques électriques naturelles de la ligne de transmission pour la rendre plus compatible avec la demande de charge en vigueur. Ainsi les réactances shunts sont appliquées pour minimiser les surtensions pour les lignes dans le cas de faibles charges, cependant, les gradins (capacités) sont appliqués pour maintenir le niveau de tension dans le cas des fortes charges.

L'ultime objectif de l'application de la compensation shunt dans le système de transport est d'augmenter la puissance transmissible et la stabilité du système. La compensation du réactif au point milieu est utilisée pour la régulation de la tension et pour segmentation de la ligne de transmission, et utilisée à la fin des lignes radiales pour empêcher une instabilité de tension, ainsi pour un contrôle dynamique de la tension et augmentation de la stabilité dynamique et la réduction des oscillations de puissance.[18]

#### **1.4.2. Régulation de tension Point Milieu pour la segmentation de la ligne.**

Considérons le modèle simple de transmission à deux machines (deux bus) dans lequel un compensateur réactif idéal (shunt) est connecté au point milieu de la ligne de transmission, comme le montre la figure 1.1 (a). Par souci de simplicité, la ligne est représentée par l'inductance série de ligne. Le compensateur est représenté par une source de tension à courant alternatif sinusoïdal (à la fréquence fondamentale), en phase avec la tension au point milieu,  $V_m$  et avec une amplitude identique à celle des tensions des deux bus d'extrémité de la ligne ( $V_m = V_s = V_r = V$ ). Le compensateur au milieu en effet segmente la ligne de transmission en deux parties indépendantes :

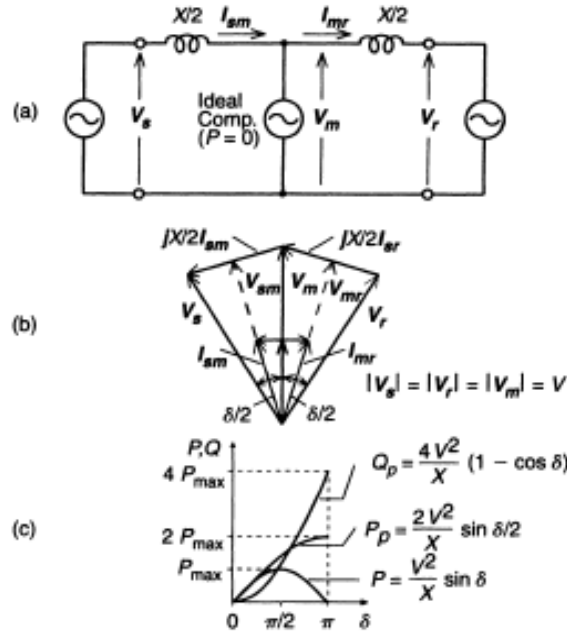


Figure 1.1 système de puissance à deux machines avec une compensation réactive idéale en point milieu a), diagramme des tensions b), caractéristique de la puissance active  $P_p$  et réactive  $Q_p$  en fonction de l'angle  $\delta$  c).

Le premier segment, avec une impédance de  $X/2$ , porte la puissance de l'extrémité d'émission au point médian, et le second segment, également avec une impédance de  $X/2$ . La relation entre les tensions,  $V_s, V_r, V_m$  ..., (à la fois  $V_{sm}, V_{mr}$ ) Et les courants de segment  $I_{sm}$  et  $I_{mr}$ , est représentée par le diagramme de phase de la figure 1.1 (b). Il est à noter que le compensateur médiane (point-milieu) échange seulement la puissance réactive avec la ligne de transmission dans ce cas de figure.

$$V_{sm} = V_{mr} = V \cos \frac{\delta}{2}; \quad I_{sm} = I_{mr} = I = \frac{4V}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (1.1)$$

$$P = V_{sm} I_{sm} = V_{mr} I_{mr} = V_m I_{sm} \cos \frac{\delta}{2} = V I \cos \frac{\delta}{2} \quad (1.2a)$$

$$P_{lk} = 2 \frac{U^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (1.2b)$$

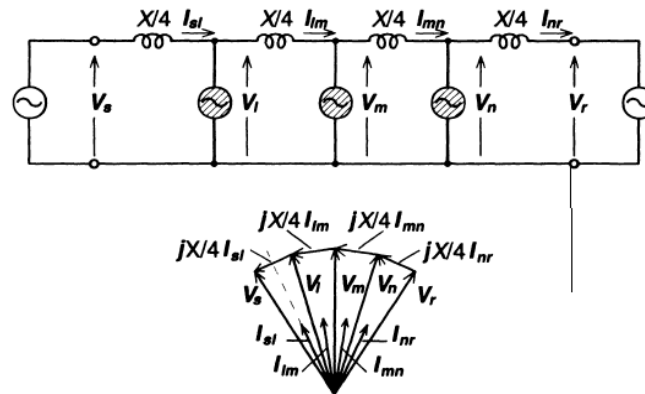
$$Q_{comp} = 4 \frac{U^2}{X} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2}\right) \quad (1.3)$$

La relation entre la puissance active  $P$ , réactive  $Q$  et l'angle  $\delta$  pour le cas de la compensation shunt idéal est représenté graphiquement à la figure 1.1 (c). On peut observer que la compensation shunt au milieu de la ligne peut augmenter considérablement la puissance transmissible (doublant sa valeur maximale) au détriment d'une augmentation rapide de la demande de puissance réactive sur le compensateur au point milieu (et aussi sur les terminaux générateurs).

Il est également évident que, le milieu de la ligne de transmission est le meilleur emplacement pour le compensateur. C'est parce que la plus grande chute de tension le long de la ligne de transmission (non compensée) est au milieu. En outre, la compensation point milieu, segmente la ligne de transmission en deux tronçons dont les puissances transmissibles sont égales. Pour les segments inégaux, la

puissance transmissible de la ligne sera déterminée en fonction de la puissance transmissible du segment le plus long.

Le concept de segmentation de ligne de transmission peut être étendu à l'utilisation de multiples compensateurs, situés à segments égaux de la ligne de transmission, comme illustré par quatre segments de ligne dans la figure 1.2. Théoriquement, la puissance transmissible doublerait à chaque doublement des segments de la longueur de la ligne. En outre, avec l'augmentation du nombre de segments, la variation de la tension le long de la ligne diminuerait rapidement, se rapprochant du cas idéal de profil de tension constante.



**Figure 1.2** système de puissance à deux machines avec des compensateurs réactifs idéaux pour le maintien du profil de la tension par segmentation, et diagramme de phase associé.

Le maintien de la tension au point milieu d'un système de transmission de puissance de deux machines décrit ci-dessus peut facilement être étendu au cas plus particulier de ligne radiale. Un simple système radial avec une ligne de transmission de réactance  $X$  et une charge d'impédance  $Z$ , est représenté sur la figure 1.3(a). Le tracé figure 1.3(b) représente l'allure de la tension  $V_r$  en fonction de la puissance de la charge pour différents facteurs de puissance, allant de 0.8 inductif à 0.9 capacitif. Le point nez de chaque courbe a un facteur de puissance spécifié, représente la limite de stabilité dans ces conditions. Il est à noter que la limite de stabilité de la tension diminue avec des charges inductives et augmente avec des charges capacitives.

Les caractéristiques inhérentes du circuit à la structure radiale simple, et la courbe de la tension  $V$  en fonction de la puissance  $P$ , indiquent clairement que la compensation réactive shunt peut effectivement augmenter la limite de stabilité de et réguler la tension au nœud de charge ( $V - V_r = 0$ ), comme c'est illustré dans la figure 1.3(b). Il est évident pour une ligne radiale, que la fin de la ligne, où la plus grande variation de tension est connue, est le meilleur emplacement pour le compensateur.

### 1.4.3. Amélioration de la stabilité transitoire.

Comme c'est vu auparavant, la compensation réactive shunt peut augmenter significativement la puissance transmissible. Ainsi, il est raisonnable de s'attendre à ce que, avec des contrôles appropriés et rapides, la compensation shunt sera en mesure de modifier le flux de puissance dans le système pendant et après les perturbations dynamiques afin d'augmenter la limite de stabilité transitoire et offrir des amortissements des oscillations de puissance. L'efficacité potentielle de la compensation shunt (Tel que les autres techniques de contrôle de compensation) sur l'amélioration de la stabilité transitoire peut être facilement évaluée par le critère d'égalité des aires. [18]

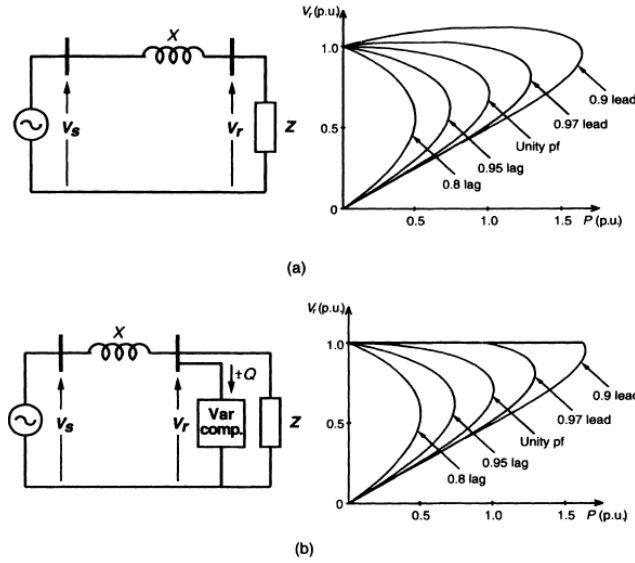


Figure 1.3 Variation de la limite de stabilité pour une ligne radiale avec la charge et le facteur de puissance (a), et extension de cette limite par une compensation réactive shunt (b).

#### 1.4.4. SVC Static Var Compensator.

##### 1.4.4.1. Thyristor-Controlled and Thyristor-Switched Reactor (TCR et TSR).

Une réactance élémentaire monophasée commandée par thyristor (TCR) est illustrée à la figure 1.4(a). Il se compose d'une inductance  $L$ , et de commutateurs bidirectionnels à thyristor. En pratique, à cause de l'incapacité du thyristor à supporter des tensions et des courants très élevés, un commutateur est constitué d'un ensemble de thyristor (généralement de 10 à 20) connectés en série pour atteindre les niveaux requis de tension de blocage à une puissance donnée.

Le courant dans la réactance peut être contrôlé entre son maximum et zéro par le contrôle de l'angle de retard à l'amorçage. Autrement dit la fermeture du thyristor est retardée par rapport à la crête de la tension appliquée à ces bornes, et donc la durée de l'intervalle de conduction du courant est contrôlée. Cette méthode de contrôle est illustrée séparément pour le demi-cycle positif et le demi-cycle négatif dans la figure 1.4 (b), où  $V$  est la tension appliquée et  $i_{L(\alpha)}$  est le courant dans la réactance. À l'instant 0 (le thyristor est bloqué) et amorcé à un angle de retard à l'amorçage arbitraire  $\alpha$ , comme c'est illustré. Quant  $\alpha = 0$ , le thyristor est fermé à la crête de la tension, il est évident que le courant résultant serait le même obtenu dans le cas d'une fermeture permanente du thyristor. Lorsque l'amorçage du thyristor est retardé d'un angle  $\alpha$  ( $0 \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2}$ ), le courant dans la réactance peut être exprimé par la relation suivante:

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} v(t) dt = \frac{V}{\omega L} (\sin \omega t - \sin \alpha) \quad (1.4)$$

(Avec  $v(t) = V \cos \omega t$ )

Comme le thyristor, par définition, se bloque lorsque le courant qui le parcourt passe à zéro, la formule (1.4) est valide dans l'intervalle  $\alpha \leq \omega t \leq \pi - \alpha$ .

Pour les intervalles demi-cycle positif ultérieures la même expression reste évidemment valable. Pour les intervalles des demi-cycles négatifs, le signe des termes dans la formule (1.4) devient opposé.

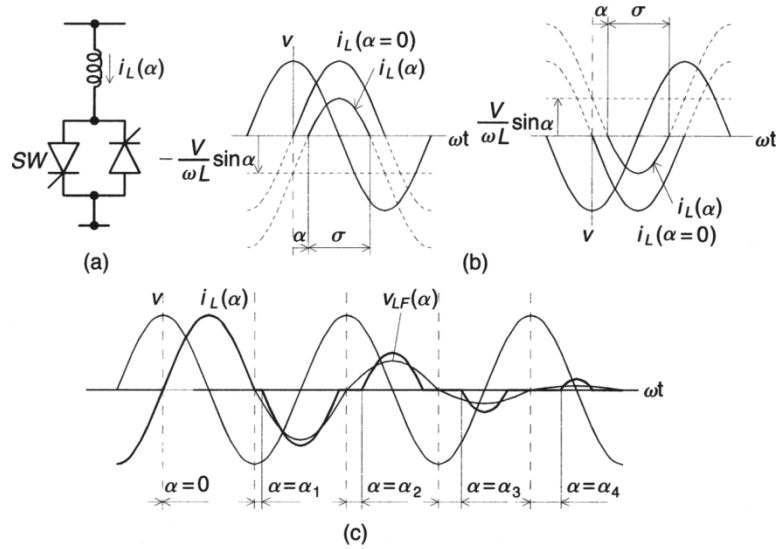


Figure 1.4 un TCR basique (a), contrôle de l'angle de retard à l'amorçage (b), forme d'onde (c)

Dans la formule (1.4) le terme  $\left(\frac{V}{\omega L}\right) \sin \alpha$  est simplement dépendant de  $\alpha$ , le courant obtenu est sinusoïdal quant  $\alpha=0$ . Comme le thyristor se bloque naturellement lors du passage du courant à zéro (qui dont le cas de la réactance, correspond à la symétrie de l'instant de conduction du thyristor par rapport au pic de la tension), ce processus contrôle l'intervalle de conduction du thyristor. À savoir que l'angle de retard à l'amorçage est  $\alpha$ , le délai de conduction  $\sigma$  est défini par  $\sigma = \pi - 2\alpha$ .

Ainsi, l'augmentation de l'angle de retard à l'amorçage  $\alpha$  conduit à la diminution du temps de conduction du thyristor, et par conséquent la diminution du courant dans la réactance. À l'angle de retard à l'amorçage maximal  $\alpha = \pi/2$ , l'offset aussi atteint leur maximums ( $V/\omega L$ ), auquel le temps de conduction et le courant deviennent nuls.

Il est évident que l'amplitude du courant dans la réactance peut être variée continuellement entre son maximum ( $\alpha = 0$ ) et zéro ( $\alpha = \pi/2$ ), comme c'est illustré dans la figure 1.4 (c), où  $I_L(\alpha)$  est le courant dans la réactance, et  $I_{LF}(\alpha)$  est la composante fondamentale du courant.

L'amplitude de la composante fondamentale du courant  $I_{LF}(\alpha)$  peut être exprimée par la relation suivante :

$$I_{LF}(\alpha) = \frac{V}{L\omega} \left( 1 + \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \quad (1.5a)$$

Il est clair depuis la figure 1.5 que le TCR peut contrôler continuellement la fondamentale du courant entre zéro (thyristor bloqué) et son maximum (thyristor passant). Ainsi, la réactance effective,  $B_L(\alpha)$  du TCR peut être définie par la relation suivante :

$$B_L(\alpha) = \frac{1}{\omega L} \left( 1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \quad (1.5b)$$

L'admittance  $B_L(\alpha)$  varie en fonction de  $\alpha$  de la même façon que la fondamentale du courant  $I_{LF}(\alpha)$ . La signification de la formule (1.5b) est qu'à chaque angle de retard à l'amorçage, une réactance effective du TCR est définie, ce qui détermine l'amplitude du courant fondamental  $I_{LF}(\alpha)$  dans le TCR à une tension donnée  $V$ . Dans la pratique, l'amplitude de la tension maximale appliquée au TCR et le courant correspondant seront limités par les limites admissibles des composants de puissance (Réactance et Thyristor) utilisés.



Si l'angle de retard à l'amorçage du TCR est fixé à une valeur fixe (très souvent  $\alpha = 0$ ) alors il devient un TSR (Thyristor-Switched reactor). Le TSR fournit une admittance inductive fixe et aussi, quand il est connecté au système alternatif, le courant réactif serait proportionnel à la tension, comme il est indiqué dans la figure 1.6 (b).

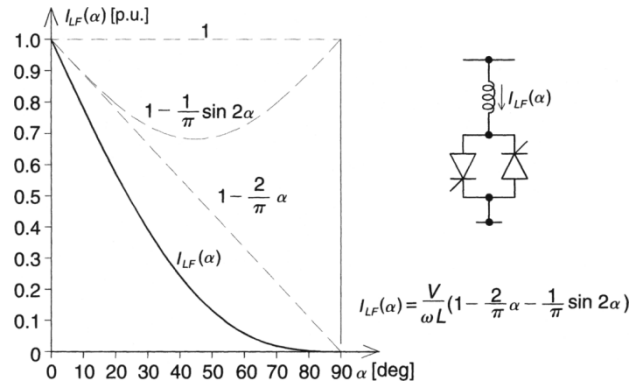


Figure 1.5 Variation de la fondamentale du courant du TCR en fonction de l'angle de retard à l'amorçage  $\alpha$ .

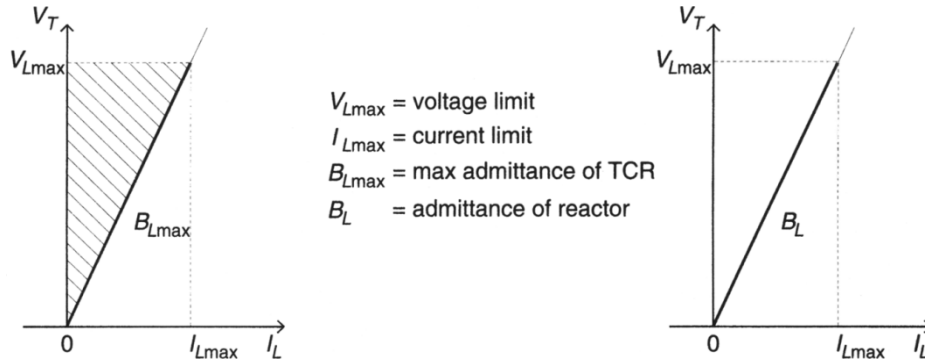


Figure 1.6 zone de fonctionnement du TCR V-I du TCR (a) et du TSR (b).

Plusieurs TSRs peuvent servir d'admittance contrôlable (discrète). Si les TSRs fonctionnent à un angle  $\alpha = 0$ , alors le courant résultant (en régime permanent) aura une forme sinusoïdale. La figure 1.4(b) indique que l'angle de retard à l'amorçage, caractérisant le fonctionnement du TCR, résulte une forme d'onde sinusoïdale de courant dans la réactance. En autres termes, le TCR, en addition de la fondamentale du courant souhaitée, génère aussi bien des harmoniques. Identiquement pour le demi-cycle positif et négatif, seulement des harmoniques impaires sont générés. Les amplitudes de ces harmoniques dépendent de l'angle  $\alpha$ , comme c'est exprimé dans l'équation suivante :

$$I_{Ln}(\alpha) = \frac{V}{\omega L \pi} \left\{ \frac{\sin(\alpha) \cos(n\alpha) - n \cos(\alpha) \sin(n\alpha)}{n(n^2 - 1)} \right\} \quad (1.6)$$

Où  $n = 2k+1, k=1, 2, 3 \dots$

Les variations des amplitudes des harmoniques, sont exprimées en pourcentage du maximum du courant fondamental, et illustrées en fonction de  $\alpha$  dans la figure 1.7.

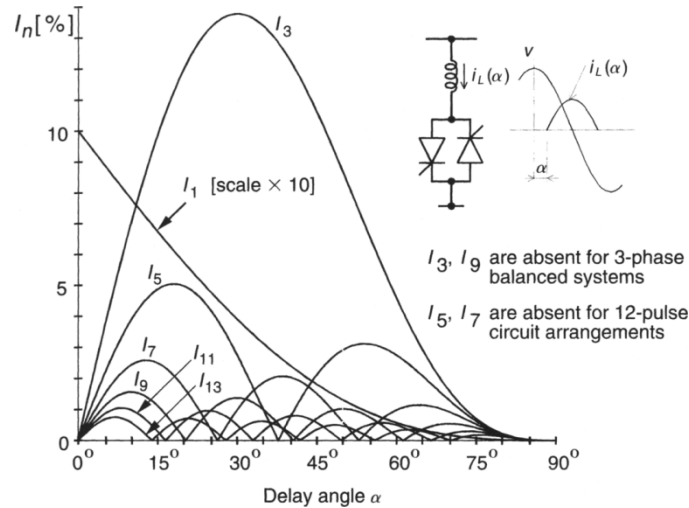


Figure 1.7 Amplitudes des composantes harmoniques du courant du TCR en fonction l'angle  $\alpha$ .

Pour un système triphasé, trois TCR monophasé sont utilisés, souvent en couplage triangle. Sous des conditions équilibrées, les harmoniques multiples de trois ( $3^{\text{ème}}$ ,  $9^{\text{ème}}$ ,  $15^{\text{ème}}$  etc.) circulant dans les TCRs n'entrent pas dans le réseau. Les harmoniques générés par le TCR peuvent être atténués par des techniques variées.

#### 1.4.4.2. Thyristor-Switched Capacitor (TSC).

Un TSC monophasé est montré dans la figure 1.8 (a). Il est constitué d'une capacité, un pont à thyristor bidirectionnel, et relativement une faible réactance qui limite les surintensités dans le thyristor sous condition de fonctionnement anormale, il peut être aussi utilisé pour éviter des résonances avec l'impédance du réseau électrique à des fréquences particulières. [18]

Sous des conditions de régime permanent, quand le thyristor est fermé la branche TSC devient connectée à une source de tension sinusoïdale,  $v(t) = V \sin \omega t$  le courant de cette maille est donné par la relation suivante :

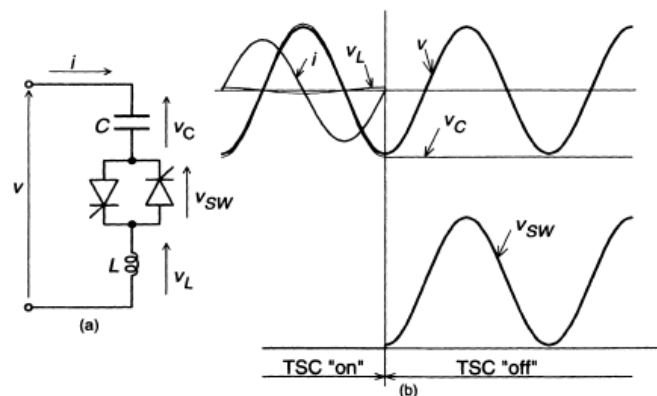


Figure 1.8 TSC basique (a), forme d'onde associée (b).

$$i(\omega t) = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1} \omega C \cos \omega t \quad (1.7)$$

Où

$$n = \frac{1}{\sqrt{\omega^2 LC}} = \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \quad (1.8)$$

L'amplitude de la tension aux bornes du thyristor est :

$$V_c = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1}$$

La branche TSC peut être déconnectée à n'importe quel passage du courant à zéro par élimination préalable des impulsions sur la gâchette du thyristor. Quant le courant passe à zéro, la tension aux bornes de la capacité est à sa valeur de pic,  $v_{c(i=0)} = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1}$ . La capacité déconnectée reste chargée par cette tension, et par conséquent la tension aux bornes du thyristor bloqué varie entre zéro et la valeur de pic de la tension alternative appliquée, comme illustré dans la figure 1.8 (b).

La tension au borne de la capacité reste inchangée, le TSC peut commuter, sans aucun effet transitoire de la tension, à la valeur de pic de la tension alternative appliquée, comme c'est illustrée pour la capacité chargée respectivement positivement et négativement dans la figure 1.9 (a) et (b). Normalement, la capacité commence à se décharger après sa déconnexion. C'est pour cela, la reconnexion de la capacité peut être effectuée à certaine tension résiduelle comprise entre zéro et  $V \cdot n^2 / n^2 - 1$ . Ceci peut être accompli avec un minimum possible de perturbation transitoire si le Thyristor est fermé à l'instant où la tension résiduelle dans la capacité est égale à la tension alternative appliquée, autrement dit quand la tension au borne du thyristor est nulle. [18]

La Figure 1.10 (a) et (b) illustrent les transitoires de commutation obtenu avec une totale et une partielle décharge de la capacité. Ces transitoires sont causés par la  $dv/dt$  non nulle à l'instant de la commutation, qui, sans la réactance série, devra résulter un courant instantané  $i_c = Cdv/dt$  dans la capacité.

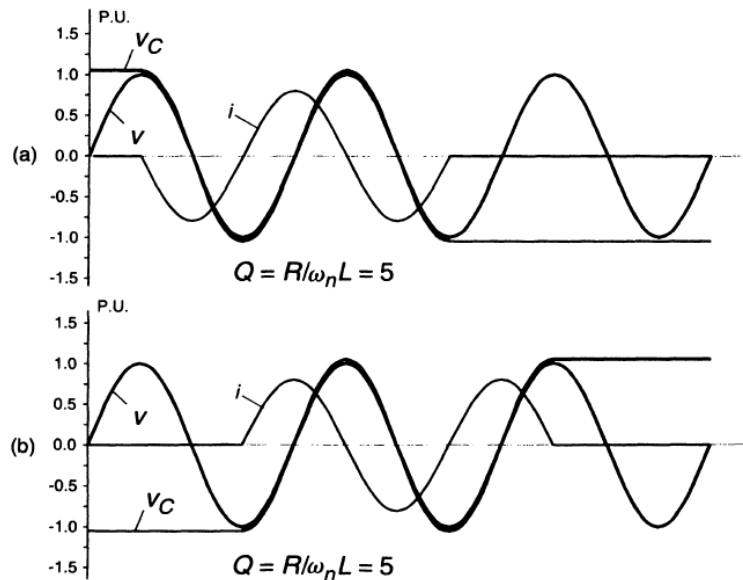


Figure 1.9 formes d'onde illustrant des commutations des thyristors sans des transitoires de tension

L'interaction entre la capacité et le courant ( $di/dt$ ) de réactance de limitation, avec la résistance d'amortissement génère des oscillations transitoires visibles dans les formes d'ondes du courant et de la tension.

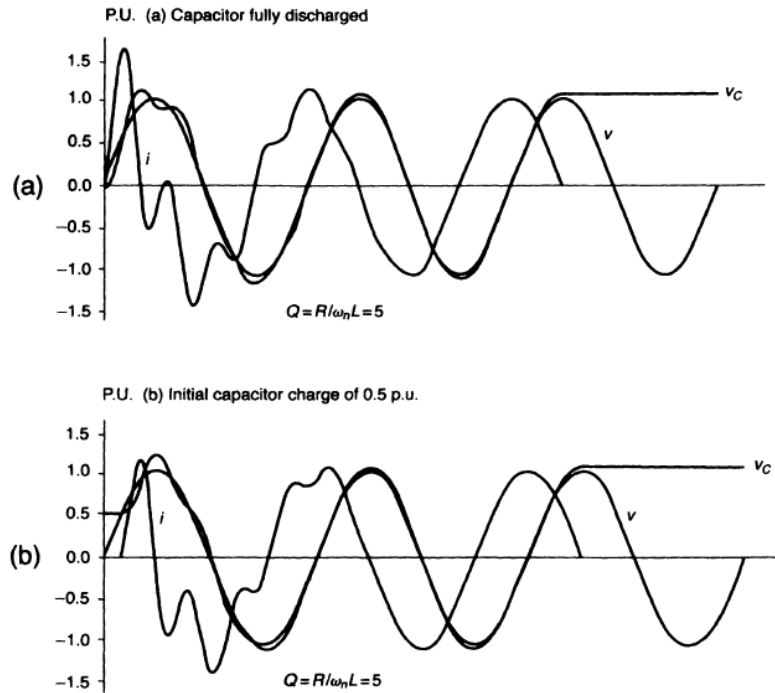


Figure 1.10 Formes d'onde illustrant les transitoires de commutation des thyristors avec condensateur totalement (a) ou partiellement déchargé (b).

La branche TSC représente une admittance capacitive qui tantôt connectée, et déconnectée du système de puissance. Le courant dans la branche TSC varie linéairement avec la tension appliquée à l'admittance comme c'est illustré dans la figure 1.11 La tension maximale applicable et le courant correspondant sont limités par les limites admissibles des composants constituant le TSC (Thyristor et Capacité).

Pour approximer une variation continue du courant, plusieurs branches TSC peuvent être employées en parallèle (ce qui peut permettre de varier la valeur de l'admittance capacitive d'une manière discrète), ou, comme c'est expliqué dans ce qui suit, la branche TSC est additionnée à un TCR.

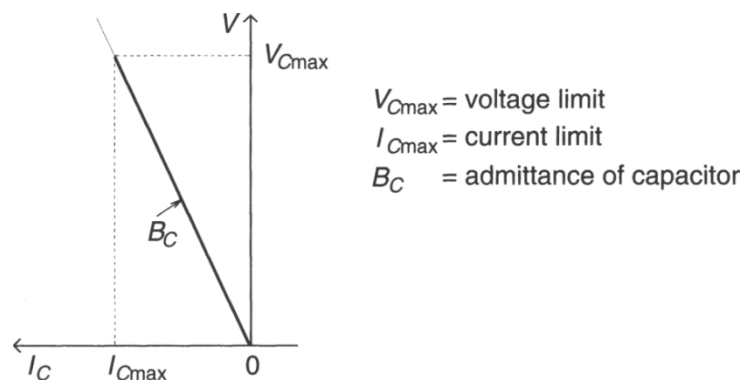


Figure 1.11 zone V-I de fonctionnement d'un TSC.

#### 1.4.4.3.Fixed Capacitor, Thyristor-Controlled Reactor Type Var Generator.

Un dispositif Générateur Var Basique utilisant une capacité fixe (Fixed Capacitor) et une réactance commandée par un Thyristor (TCR), (FC-TCR) est représenté sur la Figure 1.12 (a). Le courant dans la réactance est varié par la méthode discutée auparavant de contrôle de l'angle de retard à l'amorçage,

la Capacité Fixe est souvent remplacée, totalement ou partiellement par un réseau de filtre ayant nécessairement une impédance capacitive à la fréquence fondamentale pour générer la puissance réactive demandée, mais il présente une faible impédance à certaines fréquences pour shunter les harmoniques dominants générés par le TCR.

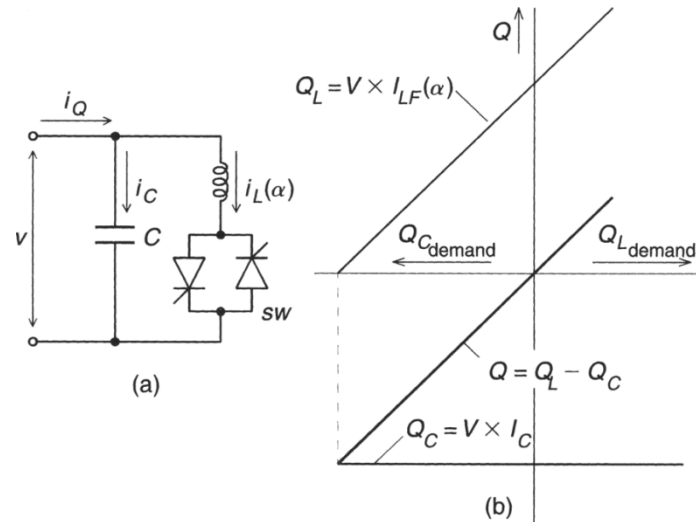


Figure 1.12 Compensateur var statique de type FC-TCR et sa caractéristique de sortie en fonction de la demande réactive.

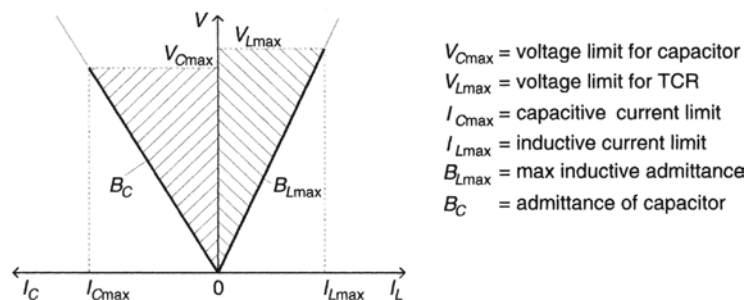


Figure 1.13 zone V-I de fonctionnement d'un FC-TCR.

## 1.4.4.4. Thyristor-Switched Capacitor, Thyristor-Controlled Reactor Type Var Generator.

Les compensateurs TSC, et TCR, étaient développés, au premier temps, pour la compensation dynamique du système de transmission de puissance avec intention de minimiser les pertes inhérentes et fournir une flexibilité d'exploitation.

Un montage TSC-TCR monophasé basique est représenté sur la Figure 1.14(a). Pour des plages de sorties capacitives, il est typiquement constitué de n branches TSC et d'un TCR. Le nombre de branches, n, est déterminé par des considérations pratiques qui incluent le niveau de tension de fonctionnement, maximum réactif de sortie, courant limite des thyristors, nœud de fonctionnement et le coût d'installation, etc. Evidemment, la plage inductive peut elle aussi être étendue à n'importe quel maximum en employant des branches TCR additionnelles.

La gestion du TSC-TCR basique illustrée dans la Figure 1.14(a) peut être décrite comme suit : La plage totale capacitive est divisée en n intervalles. Dans le premier intervalle la sortie du générateur du réactive est contrôlée entre zéro et  $Q_{Cmax/n}$ , où  $Q_{Cmax}$  est la plage maximale fournie par tous les TSC. Dans cet intervalle, une seule capacité, et commutée (en amorçant par exemple le thyristor  $SW_1$ ) et,

simultanément, le courant dans le TCR est commandé par l'angle de retard à l'amorçage approprié de sorte à ce que la valeur du réactif générée par le TSC (négative) et par le TCR (positive) soit égale à la valeur capacitive demandée. [18]

Dans le second, troisième, . . . , et  $n^{\text{ème}}$  intervalle, la sortie est contrôlable entre l'intervalle  $Q_{cmax}/n$  et  $2Q_{cmax}/n, 3Q_{cmax}/n, \dots$ , et entre  $(n-1)Q_{cmax}/n$  et  $Q_{cmax}$  en commutant le second, troisième, . . . ,  $n^{\text{ème}}$  capacité et en utilisant le TCR pour absorber le surplus réactif capacitif.

En étant capable de commuter les capacités dans un cycle de la tension appliquée, le surplus réactif capacitif maximal dans la plage de sortie peut être limité à celui produit par une seule batterie de condensateurs, Et donc, théoriquement, le TCR doit avoir La même valeur (Réactive) que le TSC.

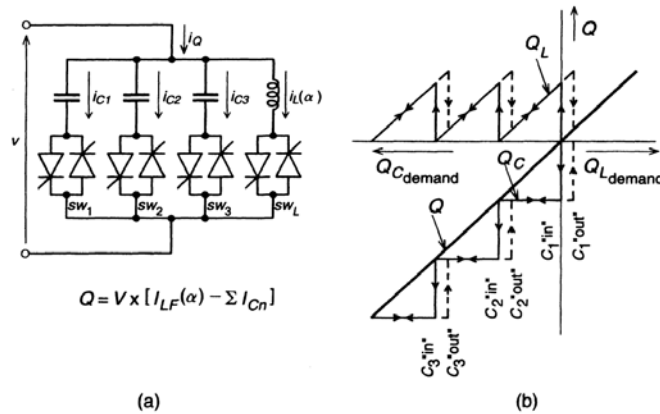


Figure 1.14 Compensateur basique de Type TSC-TCR et sa caractéristique de sortie en fonction de la demande réactive

Toutefois, afin de s'assurer que les conditions de commutation des extrémités des intervalles ne soient pas indéterminées, la marge du TCR doit être un peu plus grande dans la pratique que celle d'un TSC afin de fournir suffisamment de chevauchement (hystérésis) entre la commutation d'un niveau var à un autre.

La caractéristique de la demande par rapport à la sortie réactive du générateur réactive de type TSC-TCR est illustrée dans la figure 1.14(b). Comme c'est montré, la sortie capacitive,  $Q_C$  est variée de manière discrète (des pas de variation) par les TSCs pour approximer la demande réactive avec le net réactif capacitif surplus, et la sortie réactive inductive relativement faible du TCR,  $Q_L$  est utilisée pour éliminer le surplus capacitif des TSCs.

D'une certaine manière, ce système pourrait être considéré comme arrangement d'une capacité fixe spéciale, et un TCR, dont la plage de réactance est gardée relativement faible (1/n fois du maximum réactif capacitif de sortie), et la valeur des capacités est changée en des pas discrets pour laisser le fonctionnement du TCR dans sa plage de contrôle normale.

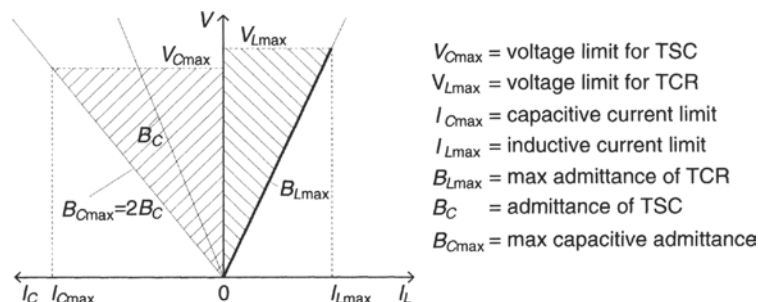


Figure 1.15 zone V-I de fonctionnement d'un TSC-TCR avec deux branches TSC.

La réponse du générateur var de type TSC-TCR, dépendant du nombre de branches TSC utilisé, elle peut être légèrement plus lente que celle de son homologue FC-TCR. Ceci parce que le temps de commutation maximal d'un seul TSC (TSC connecté), avec une capacité chargée, est un cycle complet (cycle d'alternance de la tension), cependant que le temps maximal de commutation du TCR (TCR connecté) est seulement un demi cycle. (Noter que le temps de commutation maximal (ouverture SW) pour le TSC et le TCR est un demi-cycle.) Cependant, si deux ou plus branches TSC sont employées, alors il y a une forte chance que, dans la moyenne, une ou plusieurs batteries de condensateurs seront disponibles avec la charge de la polarité désirée à l'instant où une augmentation de la production capacitive est nécessaire.

La fonction de transfert du générateur var de type TSC-TCR est la même que son homologue FC-TCR sauf que le maximum (transport lag  $T_d$ ), rencontré quand la production capacitive est à augmenter, est théoriquement deux fois plus grande : il est  $1/f=T$  en monophasé, et  $1/3f=T/3$  pour triphasé en fonctionnement équilibré.

Du point de vue pratique, dans la plage de fonctionnement linéaire, la performance dynamique du générateur var de type TSC-TCR dans les applications dans le système de transport d'énergie, est généralement indifférenciable de celle de son homologue FC-TCR.

### 1.4.5. STATCOM

#### 1.4.5.1. Type de convertisseur d'un SVG (Static var generator)

Les Générateurs Var Statiques génèrent ou absorbent une puissance réactive contrôlée par commutation de la réactance ou des batteries de condensateurs 'dans' ou 'hors' du réseau. l'objectif de cette approche est de produire une impédance shunt variable qui peut être ajustée (d'une manière continue ou discrète) pour répondre aux exigences de compensation du réseau de transmission. la possibilité de générer directement une puissance réactive contrôlable, sans l'utilisation de capacités ou des réactance (alternative), par différent convertisseurs a été divulguée par Gyugyi en 1976. Ces convertisseurs (DC/AC ou AC/AC) sont actionnés comme des sources de tension et de courant et produisent essentiellement l'énergie réactive, sans un composant de stockage d'énergie réactive, par circulation du courant alternatif à travers les phases du système alternatif.

Fonctionnellement, du point de vue de la production d'énergie réactive, leur fonctionnement est similaire à celui d'une machine synchrone idéale, dont la puissance réactive de sortie est modifiée par action sur l'excitation de la machine. Comme les machines synchrones réelles, les SVG peuvent également échanger de l'énergie Active avec le système AC s'il est fourni par une source, généralement source d'énergie DC.

En raison de ces similitudes avec un générateur synchrone en rotation, ils sont appelés 'Static Synchronous Generators (SSGs)'. Quand un SSG fonctionne sans source d'énergie, et avec contrôles appropriés pour fonctionner comme un compensateur réactif shunt, il est appelé, de manière analogue au Compensateur synchrone tournant (MS), un condensateur synchrone statique STATCOM ou STATCON.

La puissance réactive contrôlée, peut être générée par tous types de convertisseurs de puissance DC/AC et AC/AC. Le premier groupe est généralement appelé convertisseurs DC/AC ou seulement convertisseurs, alors que le dernier est considéré comme changeur de fréquence ou convertisseurs de fréquence ou cyclo-convertisseurs. Le fonctionnement normal du convertisseur et de changer l'alimentation DC en AC et le fonctionnement normale des cyclo-convertisseurs AC/AC est de changer la fréquence d'alimentation à une autre fréquence.

### 1.4.5.2.Principe de fonctionnement.

Le principe de base de la production d'énergie réactive par un convertisseur à source de tension est semblable à celui de la machine synchrone classique en rotation représenté schématiquement dans la figure 1.16. Pour un flux d'énergie purement réactif, les forces électromotrices induites (FEMs),  $e_a, e_b,$  et  $e_c$ , de la machine synchrone sont en phase avec le système des tensions,  $v_a, v_b$  et  $v_c$ . Le courant réactif  $I$  appelé par le compensateur synchrone est déterminé par l'amplitude de la tension du système  $V$ , la tension interne  $E$ , et la réactance totale du circuit (machine synchrone plus la réactance de fuite du transformateur)  $X$  :

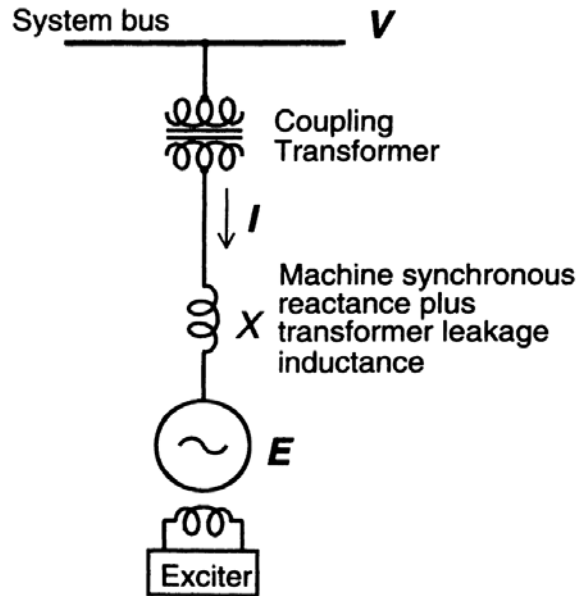


Figure 1.16 Génération de la puissance réactive par un compensateur synchrone

$$I = \frac{V-E}{X} \quad (1.10)$$

La puissance réactive  $Q$  correspondante à l'échange peut être exprimée comme suit :

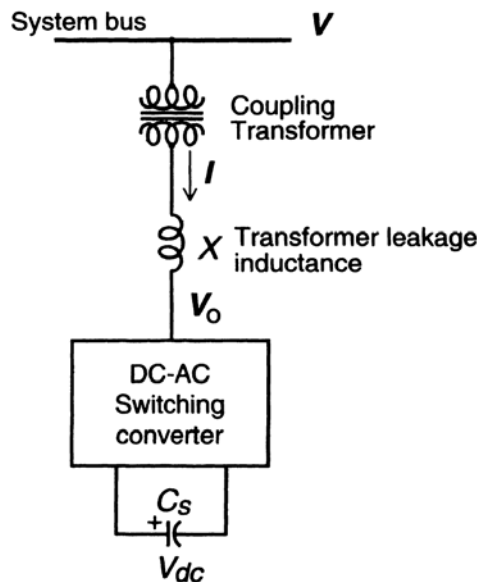
$$Q = \frac{1-E/V}{X} V^2 \quad (1.11)$$

Le contrôle du flux de la puissance réactive peut être fait par le contrôle de l'excitation de la machine, et donc l'amplitude de la tension interne  $E$  par rapport à la tension du système de puissance. L'augmentation de  $E$  au dessus de  $V$  (Ex fonctionnement surexcitation) résultera un courant capacitif, la machine est vue par le système de puissance comme étant une capacité (batterie de condensateur). La diminution de la tension  $E$  au dessous de  $V$  (fonctionnement en sous excitation) produit un courant inductif, dans ce cas la machine est vue par le réseau comme étant une réactance, quelle que soit l'état de l'échange en énergie active.

Le montage de base d'un convertisseur à source de tension pour la génération d'énergie réactive est illustré schématiquement, dans la figure unifilaire Figure 1.17. À partir de source de tension d'entrée DC, fournie par la capacité chargée, le convertisseur produit un système de tension triphasé d'amplitude réglable et d'une fréquence égale à celle du réseau. En variant l'amplitude de la tension produite, l'échange de l'énergie réactive entre le convertisseur et le réseau peut être contrôlé de manière similaire à celle d'une machine synchrone. C'est-à-dire que si l'amplitude de la tension de



sortie est augmentée par rapport à celle du système alternatif, le courant circule à travers la réactance de fuite depuis le convertisseur vers le système alternatif de puissance et le convertisseur génère une puissance réactive (capacitive) pour le réseau. Si l'amplitude de la tension de sortie est diminuée par rapport au réseau, alors dans ce cas, le courant circule depuis le réseau de puissance vers le convertisseur, et le convertisseur absorbe une puissance réactive (inductive). Si l'amplitude de la tension de sortie est égale à celle du réseau, alors l'échange d'énergie réactive avec le réseau est nul.



**Figure 1.17 Génération de puissance réactive par convertisseur à source de tension.**

La sortie de tension triphasée est générée par un convertisseur DC/AC à source de tension depuis une capacité de stockage d'énergie.

Tous les convertisseurs employés en pratique jusqu'à présent dans les applications de transport d'énergie sont composés d'un nombre de convertisseurs élémentaires, à savoir, monophasé en ponts en H, ou triphasé, à deux niveaux à ponts à six impulsions, ou en trois phases à trois niveaux et à ponts à 12-impulsions, tel que représenté sur la Figure 1.18. Les commutateurs utilisés dans les convertisseurs élémentaires comprennent habituellement un certain nombre (3 à 10) de semi-conducteurs de puissance connectés en série. (Dans le cas d'un pont monophasé, des convertisseurs complets élémentaires plutôt que des dispositifs de commutation individuels peuvent être connectés en série dans un circuit soi-disant "mailles".) Chaque convertisseur élémentaire, produit une impulsion carrée ou quasi-carrée ou une forme d'onde de tension de sortie modulée en largeur d'impulsion. Ces composantes de formes d'onde de tension sont déphasées les unes des autres (ou autrement dit, rendu complémentaires les unes aux autres), puis combinées, généralement à l'aide des composants magnétiques appropriés, pour produire la tension de sortie finale du convertisseur.

Avec assez de forme, cette tension de sortie finale peut être construite pour se rapprocher d'une onde sinusoïdale pure qui nécessite pas de filtrage. Par exemple, la figure 1.19 montre une caractéristique d'une onde de tension de sortie à 48 impulsions générée par les sorties combinées des convertisseurs de huit niveaux à six impulsions, ou de quatre niveaux à 12 impulsions.

L'exploitation du convertisseur à source de tension, utilisé comme un 'Static var generator' contrôlable, peut s'expliquer sans tenir en compte le fonctionnement détaillé des commutateurs de

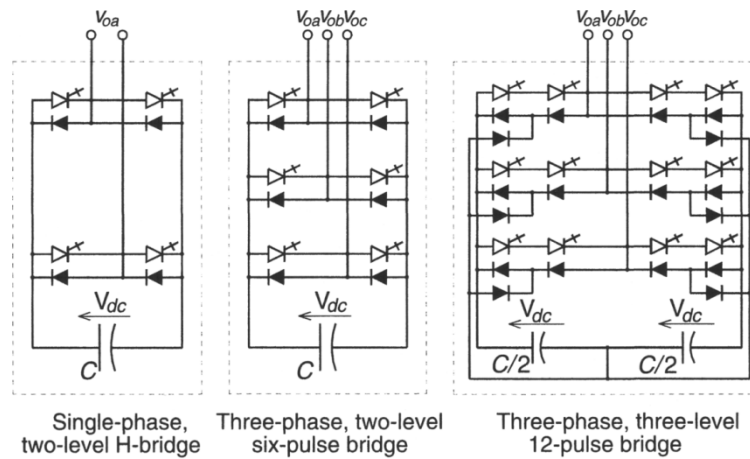


Figure 1.18 schémas basiques de convertisseurs utilisés pour la génération de la puissance réactive.

puissance par les lois physique qui régissent la relation entre la sortie et l'entrée. La clé de cette explication réside dans le fait physique que, à l'instar de tous les convertisseurs de puissance, la puissance nette instantanée aux bornes de la sortie AC doit toujours être égale à la puissance nette instantanée aux bornes d'entrée DC (en négligeant les pertes dans les semi-conducteurs).

Etant donné que le convertisseur fournit seulement une puissance réactive de sortie (ses sorties de tension sont commandées pour être en phase avec les tensions du réseau à courant alternatif), la puissance active fournie par la source (condensateur chargé) doit être nul (comme la puissance active instantanée injectée dans le réseau de puissance doit être nulle). En outre, puisque la puissance réactive à la fréquence zéro (au niveau du condensateur DC), par définition, est égal à zéro, le condensateur DC ne joue aucun rôle dans la production d'énergie réactive. En d'autres termes, le convertisseur relie simplement les trois bornes à courant alternatif de telle sorte que les courants de sortie réactifs peuvent circuler librement entre eux. On peut dire que le convertisseur peut être vu par le réseau comme un dispositif qui crée un flux de courant circulant entre les phases avec zéro échange de puissance instantanée nette.[18]

La forme d'onde de la tension de sortie du convertisseur DC/AC n'est pas parfaitement sinusoïdale. Pour cette raison, la puissance apparente en (VA) comporte une composante déformante même si les courants de sortie du convertisseur ont une forme sinusoïdale. Ainsi, et afin d'assurer une égalité entre les puissances instantanées d'entrée et de sortie, le convertisseur doit tirer une fluctuation du courant ("Ondulation") de la capacité de stockage DC, qui fournit une tension d'entrée DC constante.

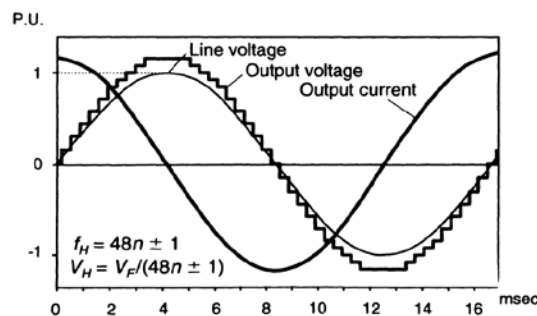


Figure 1.19 Formes d'onde de courant et tension de sortie d'un convertisseur de génération de puissance réactive à 48 impulsions

La présence des composantes d'ondulation de courant d'entrée est donc entièrement due aux composantes d'ondulation de la tension de sortie, qui sont fonction du procédé utilisé pour la construction de la forme d'onde de sortie.

En pratique, les SVG constitué de convertisseurs élémentaires à deux ou à trois niveaux ne répondrait pas aux exigences pratiques des harmoniques de courant et de tension. Cependant, en combinant un certain nombre de convertisseurs élémentaire dans une structure multi-impulsion (et/ou en utilisant une commande basé sur la technique MLI ou une autre technique de mise en forme d'onde), la distorsion de la tension de sortie et l'ondulation du courant du condensateur peuvent théoriquement être réduites à un degré souhaité.

Du point de vu boîte noire, le SVG à convertisseur à source de tension peut être considéré comme une source de tension synchrone qui génère ou absorbe un courant réactif du réseau selon une référence externe qui peut varier dans une plage définie entre certains maxima capacitif et inductif, indépendamment de la tension du système de puissance. La zone de fonctionnement de ce générateur VI var n'est limitée que par la tension et le courant maximal du convertisseur, comme l'illustre la Figure 1.20. (Notez aussi que la tension ne devra pas être inférieure à 0.2pu seuil au-delà du quel le convertisseur serait encore capable de tirer la puissance active nécessaire pour alimenter ses propres pertes).

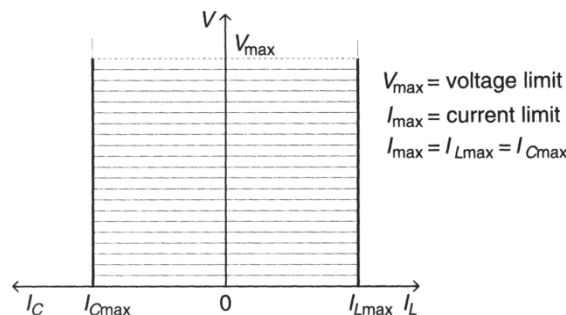


Figure 1.20 zone V-I de fonctionnement d'un générateur réactif de type convertisseur à source de tension.

## 1.5. Dispositifs FACTS série

Les FACTS série, peuvent être groupés en deux familles : les 'compensateurs série' et les 'régulateurs statiques de tension et de phase'. Leurs caractéristiques et principes respectifs sont décrits dans cette section.

### 1.5.1. Compensation série

La réactance des longues est une des principales limitations de la transmission d'énergie en courant alternatif. La compensation capacitive à été introduite il y a plusieurs dizaines d'années pour remédier à ce problème en réduisant la capacité effective de la ligne de transmission. Les dispositifs FACTS série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive. Ils modifient ainsi la réactance effective de la ligne en question (Fig.1.21). La tension insérée est proportionnelle et perpendiculaire au courant circulant dans la ligne. [8]

La réactance effective  $X_{eff}$  d'une ligne munie d'un compensateur série est donnée par :

$$X_{eff} = (1 - k)X(1.12)$$

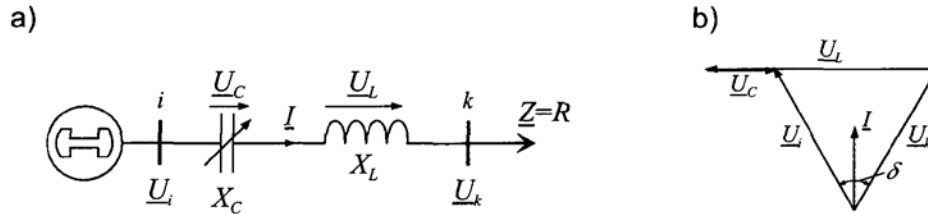


Fig. 1.21 – Ligne radiale avec compensation série.

Où  $k$  est le degré de compensation série, exprimé par :

$$k = \frac{X_C}{X} \quad (1.13)$$

Dans la ligne compensée, la puissance active transmise entre deux nœuds  $i$  et  $k$ , dont les tensions sont maintenues à des valeurs constantes  $U_i = U_k = U$ , s'écrit :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{(1-k)X} \sin \delta \quad (1.14)$$

$$Q_C = \frac{2U^2}{X} \frac{k}{(1-k)^2} (1 - \cos \delta) \quad (1.15)$$

La figure 1.22 illustre la puissance active transmise dans une ligne compensée et la puissance réactive fournie correspondante pour différents degrés de compensation. Elle met en évidence la possibilité d'accroître la puissance transmissible par compensation série. La puissance réactive fournie par le condensateur augmente fortement avec le degré de compensation.

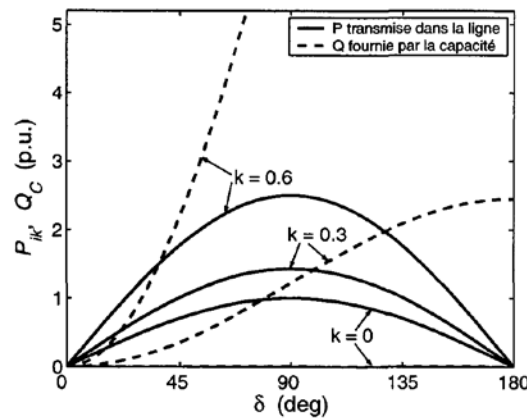


Fig. 1.22– Puissance active transmise et réactive fournie dans une ligne compensée.

Les condensateurs série permettent de remplir plusieurs fonctions dans un réseau électrique. L'une d'entre elles est la régulation de la tension en régime permanent et la prévention des chutes de tension par compensation de la chute de tension sur une ligne de transport due à l'inductance série. À faible charge, la chute de tension est plus faible et la tension de compensation série est plus basse. Lorsque la charge augmente, et que la chute de tension devient plus importante, la tension fournie par le condensateur est augmentée. La tension du système est ainsi réglée. La compensation série permet aussi d'accroître la zone de stabilité de la tension en diminuant la réactance de la ligne comme le montre la figure 1.23.

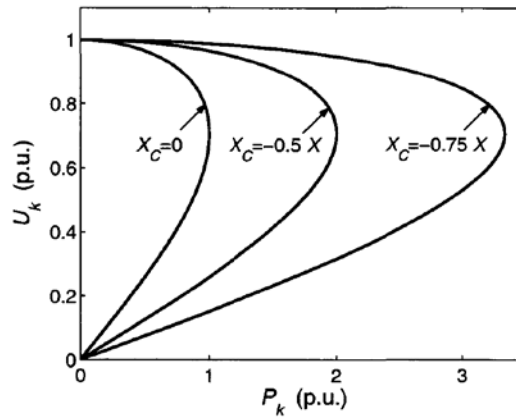


Fig. 1.23 – Ligne radiale avec compensation série.

La compensation série peut également être utilisée pour contrôler les flux de puissance en régime permanent dans un réseau de transport. Lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, en contrôlant les réactances des lignes, il est possible de forcer la puissance à circuler dans des lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proches de leurs limites thermiques. La figure 1.24 illustre l'effet de la compensation série dans le contexte du contrôle des transits de puissance. Dans le cas a), la ligne 1 est surchargée de 20 % alors que la ligne 2 est sous-utilisée. En réduisant la réactance de la ligne 2, par insertion d'une capacité série, il est possible d'équilibrer les flux de puissance dans les deux lignes.

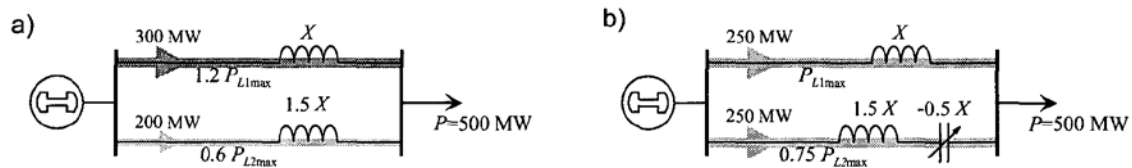


Fig. 1.24 – Transits de puissance dans deux lignes parallèles : a) sans compensation, b) avec compensation série capacitive.

Tout comme les dispositifs FACTS shunt présentés à la section précédente, les dispositifs de compensation série ont des effets bénéfiques sur la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissances. Ils agissent également en modulant de manière dynamique l'impédance de la ligne. Les dispositifs de compensation série peuvent être formés d'impédances variables (capacités, inductances, etc.) ou de source variables. [8]

Lorsqu'ils sont utilisés pour le contrôle des transits de puissance et l'amortissement des oscillations, les dispositifs séries doivent être dimensionnés pour des puissances beaucoup plus élevées que les dispositifs shunt. En pratique, il existe deux modes de contrôle de la compensation série :

- le contrôle de la tension dans lequel le dispositif maintient une valeur de tension fixe malgré les variations de courant dans la ligne ;
- le contrôle de la réactance où c'est la valeur de la réactance effective du dispositif qui est maintenue à la valeur désirée.

### 1.5.2. Compensateurs série à thyristors.

Les premiers schémas de compensateurs série à thyristors ont été proposés en 1986. À l'heure actuelle, trois conceptions principales de compensateurs série à thyristors peuvent être distinguées :

- le condensateur série commandé par thyristors ;
- le condensateur série commuté par thyristors ;
- le condensateur série commandé par thyristors GTO.

En pratique, les compensateurs série à thyristors sont souvent des combinaisons de branches contrôlées et d'éléments de valeurs fixes.

### 1.5.3. Condensateur série commandé par thyristors TCSC.

Un condensateur série commandé par thyristors TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est formé d'une inductance commandée par thyristors en parallèle avec un condensateur. Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure 1.25 illustre le schéma du TCSC. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (Metal Oxide Varistor) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions.

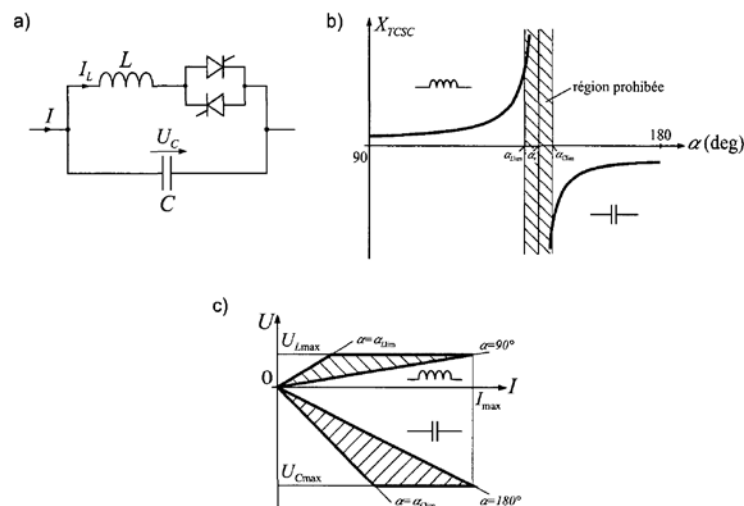


Fig. 1.25– Condensateur série commandé par thyristors : a) schéma, b) réactance apparente, c) zone de fonctionnement.

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristors. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués (fig. 1.26)

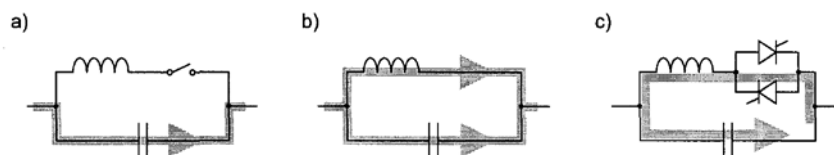


Fig. 1.26 – Régimes de fonctionnement du TCSC.

- a) Les thyristors sont bloqués ; le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.

- b) Les thyristors sont en pleine conduction ; l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.
- c) Les thyristors sont commandés en conduction partielle.

La réactance apparente du TCSC est donnée par.

$$X_{TCSC(\alpha)} = \frac{X_c X_{L(\alpha)}}{X_{L(\alpha)} + X_c} \quad (1.16)$$

Où  $X_L(\alpha)$  vaut

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha} \quad (1.17)$$

La figure 1.25.b illustre la dépendance de la valeur de la réactance  $X_c$  du TCSC en fonction de l'angle d'allumage  $\alpha$  (ou angle de retard à l'amorçage) des thyristors. Elle met en évidence la zone de la résonance dans le circuit LC qu'il convient d'éviter par un contrôle approprié de l'angle d'allumage des thyristors.

Dans les réseaux électriques, les TCSC sont généralement utilisés pour les applications suivantes :

- Contrôle des flux de puissances ;
- atténuations des résonances hypo synchrones ;
- amortissement des oscillations de puissance ;
- réduction des courants de défaut.

## 1.5.4. Condensateur série commuté par thyristors.

Le schéma de base d'un condensateur série commuté par thyristor TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors montée en dérivation.

Le degré de compensation est contrôlé par paliers. Une capacité série est insérée dans le circuit en bloquant les thyristors lui correspondant. L'extinction a lieu de manière spontanée lors du passage du courant par zéro. Une fois la valve bloquée, la capacité se charge sur une demi-période puis se décharge le demi-cycle de polarité opposée. Pour minimiser les transitoires, les thyristors sont enclenchés lorsque la tension aux bornes de la capacité est nulle. La zone de fonctionnement du TSSC est illustrée à la figure 1.27.

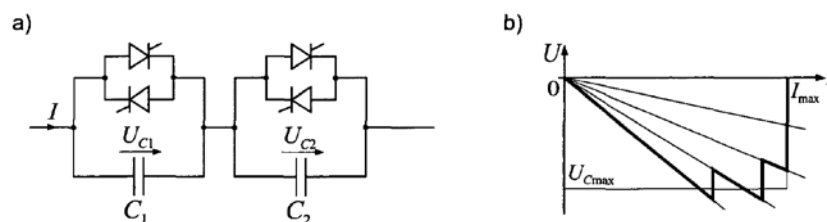


Fig. 1.27 – Condensateur série commuté par thyristors : a) schéma, b) zone de fonctionnement.

## 1.5.5. Condensateur série commandé par thyristors GTO.

Un condensateur série commandé par thyristors GTO GCSC (GTO Thyristor-Controlled Series Capacitors) est formé d'un condensateur de capacité fixe monté en parallèle avec une valve à

thyristors GTO. En pratique, une protection contre les surtensions est réalisée au moyen d'un dispositif de limitation de la tension tel qu'un MOV ou un disjoncteur monté en dérivation. Le GCSC est à la compensation série ce qu'est le TCR à la compensation shunt, les relations valables pour le courant étant transformées en équations de tension.

Pour un courant de ligne donné, la tension aux bornes de la capacité est contrôlée. Elle est nulle lorsque les thyristors sont passants et maximale lorsqu'ils sont bloqués. Le contrôle de la tension est réalisé en contrôlant l'angle d'extinction  $\gamma$  des thyristors GTO. Celui-ci est mesuré depuis le passage par zéro du courant.

Pour la demi-période positive, la tension aux bornes de la capacité est exprimée par

$$u_c(\gamma) = \frac{I}{\omega C} (\cos \gamma - \cos \omega t) \quad (1.18)$$

Une relation similaire peut également être écrite pour la demi-période négative. La décomposition en série de Fourier donne pour l'amplitude de la fondamentale :

$$\hat{U}_{c(\gamma)} = \frac{I}{\omega C} \left( 1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin 2\gamma \right) \quad (1.19)$$

La réactance effective du GCSC varie de la même manière que la fondamentale de la tension aux bornes de la capacité :

$$X_{GCSC(\gamma)} = X_c \left( 1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin 2\gamma \right) \quad (1.20)$$

Le contrôle de l'angle d'extinction des thyristors GTO est source d'harmoniques de tension. Celles-ci sont d'autant plus importantes quand  $\gamma$  est grand. L'élimination des harmoniques par des méthodes conventionnelles n'est pratiquement pas applicable dans le cas du GCSC, elle nécessiterait l'insertion d'un transformateur. Les amplitudes des harmoniques peuvent cependant être réduites en utilisant plusieurs unités montées en série et en les contrôlant de manière séquencée.

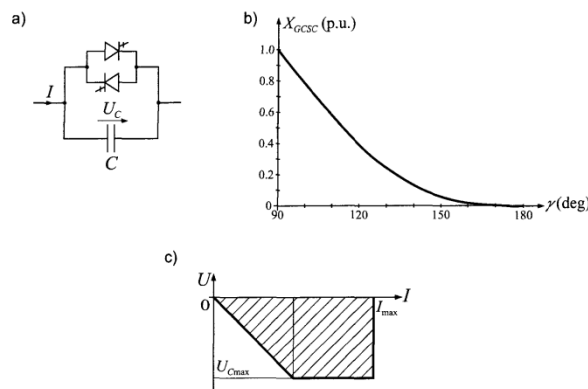


Fig. 1.28 – Condensateur série commandé par thyristors GTO :a) schéma, b) réactance apparente, c) zone de fonctionnement.

### 1.5.6. Compensation statique série synchrone.

Le compensateur statique série synchrone SSSC (Static Synchronous Series Compensator) est un dispositif FACTS de la deuxième génération (fig 1.29). Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur. Le SSSC agit sur le courant de



ligne en insérant une tension (capacitive ou inductive) en quadrature avec ce dernier. Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne, voire d'en inverser le sens. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de la tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges. La zone de fonctionnement d'un SSSC est représentée à la figure 1.29.b.

La tension injectée peut être écrite sous la forme :

$$\underline{U}_q = \pm jU(\zeta)_q \frac{1}{I} \quad (1.21)$$

Où  $U(\zeta)_q$  est le module de la tension injectée ( $0 \leq U(\zeta)_q \leq U_{qmax}$ ) et  $\zeta$  est le paramètre de contrôle choisi.

Un autre avantage du SSSC réside dans le fait que ce type de compensateur n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hypo-synchrone. De plus, sa taille est réduite en comparaison avec celle d'un TCSC. Par contre, sa commande est plus complexe. Parmi les inconvénients du SSSC, son coût élevé par rapport à celui des condensateurs série réglables. Il est en grande partie dû au transformateur haute-tension. Dans le futur, ce désavantage pourrait être supprimé par l'introduction de SSSC sans transformateur (FACTS de la troisième génération).

Les applications pour lesquelles les SSSC sont utilisées sont identiques à celles où l'on a recours à des condensateurs série réglables. Ce sont plus particulièrement :

- les commandes statiques et dynamiques des flux de puissances ;
- l'amélioration de la stabilité angulaire ;
- l'atténuation des oscillations électromagnétiques.

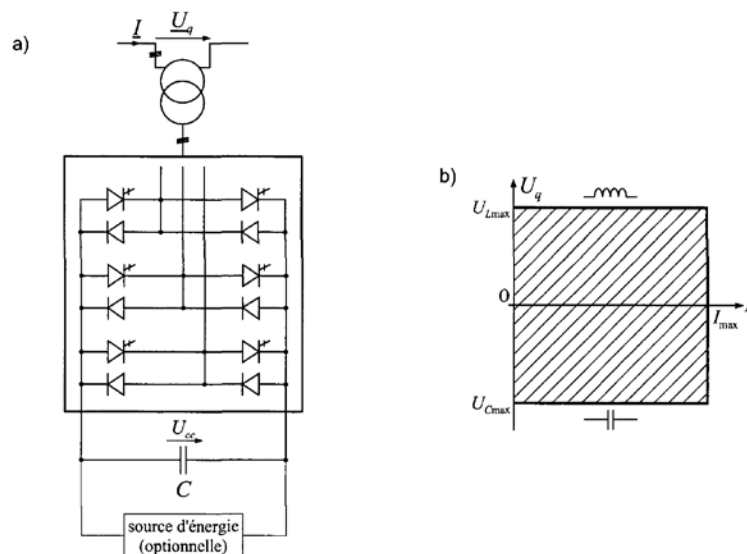


Fig. 1.29 – Compensateur statique série synchrone : a) schéma, b) zone de fonctionnement.

La puissance active transitant dans la ligne avec le compensateur série entre deux nœuds  $i$  et  $k$  de tensions maintenues à une valeur  $U_i = U_k = U$  vaut :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} \sin \delta + \frac{U}{X} U_q \cos \frac{\delta}{2} \quad (1.22)$$

La figure 1.30 représente l'évolution de cette puissance transmise pour plusieurs valeurs de compensation  $U_q$ . Elle met en évidence les possibilités d'accroître la puissance transmissible sur la ligne au moyen d'un SSSC.

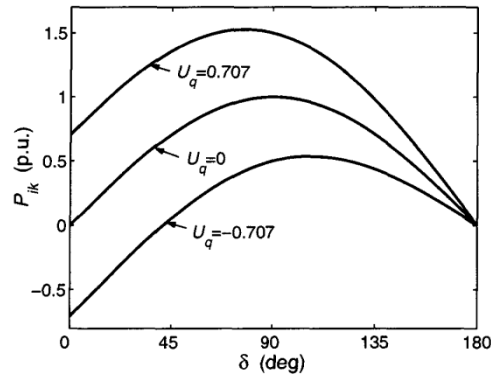


Fig. 1.30 – Puissance active transmise par une ligne munie d'un SSSC.

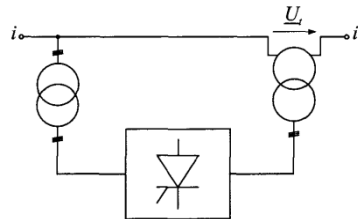


Fig. 1.31 – Schéma de principe d'un régulateur statique de tension et de phase.

### 1.6. Régulateur statiques de tension et de phase.

Les dispositifs de réglage de tension et de phase présentent une différence fondamentale avec les autres FACTS. Ils ne sont en effet pas capables de produire ou d'absorber de la puissance et ne permettent que de modifier les transits de puissance active et réactive. Tout comme les transformateurs déphaseurs et de réglage classiques, ils agissent en insérant une tension  $\underline{U}_T$  en série dans la ligne de manière à augmenter ou diminuer le courant  $y$  circulant. Le régleur en charge mécanique est toutefois remplacé par un commutateur de prises de réglage à thyristors classiques ou GTO (fig. 1.31).

Il existe plusieurs types de régulateurs qui se différencient par l'architecture du convertisseur et le couplage du transformateur auxiliaire en parallèle. Parmi ces dispositifs, les deux familles suivantes peuvent être distinguées :

- les régulateurs de tension dont la tension insérée est en phase avec la tension au nœud et qui sont utilisés pour le contrôle de la puissance réactive ;
- les dispositifs déphaseurs dans lesquels la tension injectée modifie l'angle de transport et qui agissent principalement sur les transits de puissance active.

### 1.6.1. Régulateur de tension contrôlé par thyristor.

Le régulateur de tension contrôlé par thyristors TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) insère une tension  $\underline{U}_T$  qui est en phase avec la tension nodale  $\underline{U}_i$ , de sorte à augmenter ou diminuer son amplitude. Le contrôle de  $\underline{U}_{ieff}$  permet de modifier les transits de puissance réactive dans les lignes. La figure 1.32 présente un des montages utilisés pour la réalisation d'un TCVR. La tension en phase est prélevée sur un transformateur auxiliaire qui dispose de trois enroulements secondaires ayant des proportions 1 : 3 : 9. Chaque bobinage possède un commutateur à thyristor qui lui permet d'être inclus ou non en sens positif ou négatif. Il est ainsi possible d'obtenir une tension réglable en 27 pas.

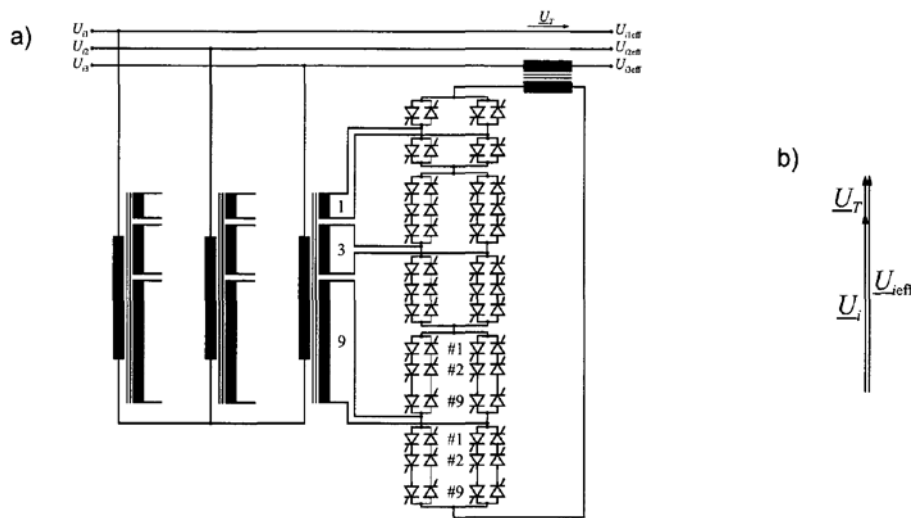


Fig. 1.32 – Régulateur de tension contrôlé par thyristor : a) schéma, b) diagramme des tensions.

### 1.6.2. Régulateur de phase.

Plusieurs variantes de déphaseurs ont été développées. Elles permettent d'obtenir des tensions injectées de phases différentes. Le principe du régulateur de phase consiste à modifier l'angle de transport  $\delta$  de la ligne dans laquelle il est placé en contrôlant la phase du nœud  $i$  auquel il est connecté. De ce fait, il permet de contrôler les transits de puissance active dans les lignes. Les dispositifs déphaseurs ont des effets bénéfiques pour les problèmes dynamiques tels que l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance.

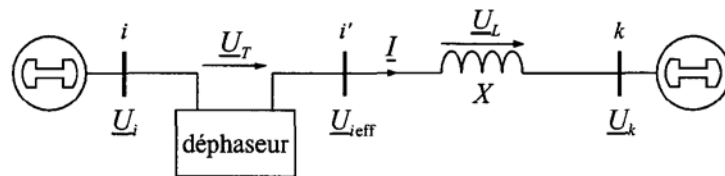


Fig. 1.33 – Régulateur de phase dans une ligne reliant deux générateurs.

Les deux principaux types de déphaseurs sont le régulateur de phase contrôlé par thyristor TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) et le transformateur déphaseur contrôlé par thyristor TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer). D'autres dispositifs, basés sur des convertisseurs à thyristors GTO, peuvent remplir les fonctions de déphaseurs.

Le TCPAR est un déphaseur pur. Il modifie la phase de la tension  $\underline{U}_{ieff}$  et  $\underline{U}_k$  soit de  $\delta + \alpha$  (fig. 1.34.a). Lorsque les tensions aux deux extrémités i et k sont maintenues à des valeurs fixes  $\underline{U}_i = \underline{U}_k = U$ , la puissance active transmise dans la ligne vaut :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} \sin(\delta + \alpha) \quad (1.23)$$

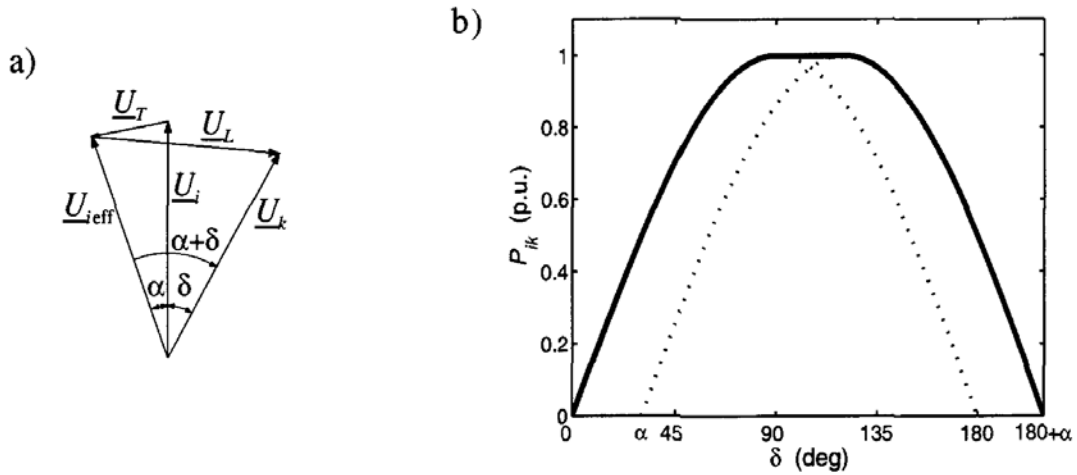


Fig. 1.34 – Régulateur d'angle de phase commandé par thyristors TCPAR : a) diagramme des tensions, b) puissance transmise.

Le TCPST insère une tension  $U_T$  en quadrature avec la tension  $U_i$ . L'amplitude de la tension  $\underline{U}_{ieff}$  n'est alors plus égale à celle de  $\underline{U}_i$  et le transit de puissance est modifié comme suit (fig. 1.35) :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} (\sin \delta + \frac{U}{U_T} \cos \delta) \quad (1.24)$$

La figure 1.36 illustre le schéma de principe d'un TCPST. Le montage est semblable à celui du TCVR (fig. 1.32) ; le transformateur auxiliaire étant dans ce cas couplé en triangle. La tension en quadrature est obtenue à partir de la tension composée des deux autres phases.

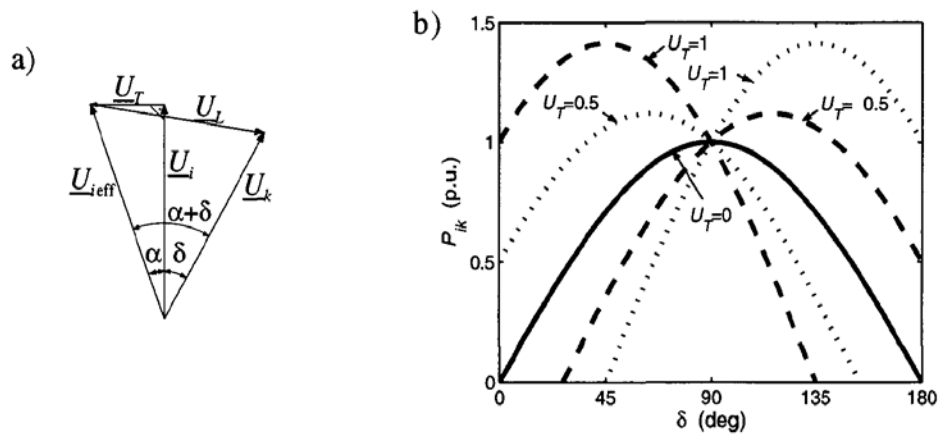


Fig. 1.35 – Transformateur déphaseur commandé par thyristors TCPST : a) diagramme des tensions, b) puissance transmise.

## 1.7. Dispositifs FACTS combinés série-parallel.

### 1.7.1. Généralités.

Les dispositifs FACTS présentés aux sections 1.4, 1.5 et 1.6 permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (Shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

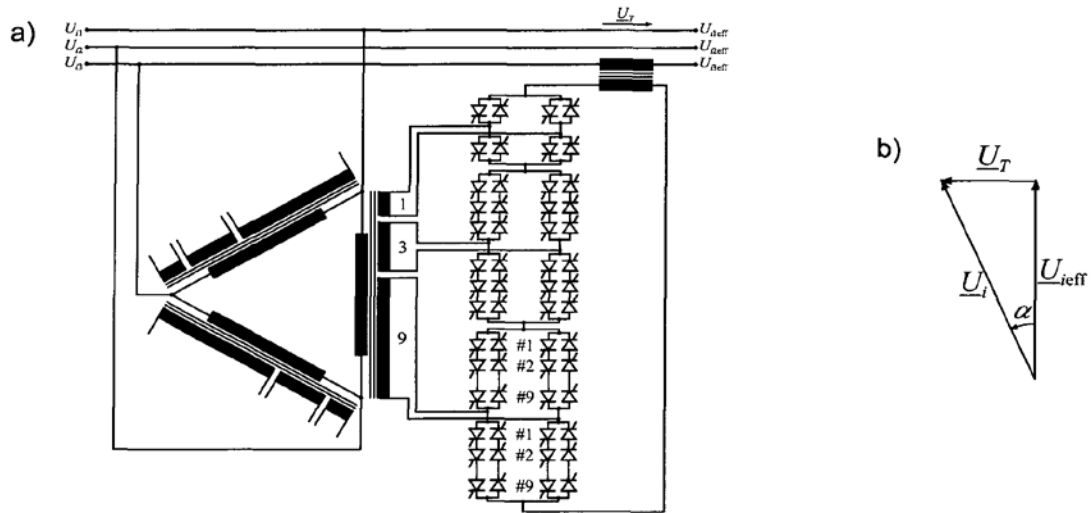


Fig. 1.36 – Schéma du transformateur déphaseur commandé par thyristors.

### 1.7.2. Contrôleur de transit de puissance unifié.

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unifier Power Flow Controller) est formé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté à la figure 1.37.

Le principe de l'UPFC consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne pour la réinjecter avec une phase appropriée. Le convertisseur de gauche, connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer au convertisseur série. Ce dernier génère une tension  $U_{pq}$ , contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne. La figure 1.38 illustre le diagramme des tensions d'un UPFC placé dans une ligne reliant deux générateurs. La zone de fonctionnement est délimitée par le cercle en pointillé. Elle est définie par :

$$U_{ieff} = U_i = U_{pq} \quad (1.25)$$

Où

$$U_{pd} = U_{pq} e^{j\theta} \quad (1.26)$$

Avec

$$0 \leq U_{pq} \leq U_{pqmax} \quad (1.27)$$

$$0 \leq \theta \leq 2\pi \quad (1.28)$$

Le convertisseur shunt peut également générer de la puissance réactive indépendamment du transfert de puissance active et ainsi contrôler la tension  $\underline{U}_i$ . L'UPFC permet de contrôler simultanément les trois paramètres régissant les transits de puissances dans les lignes (tension, phase et impédance). Il peut de ce fait agir à la fois sur les puissances active et réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter dans différents modes. Le convertisseur shunt règle la tension au nœud i alors que l'autre, branché en série, règle les puissances active et réactive ou la puissance active et la tension au nœud k.

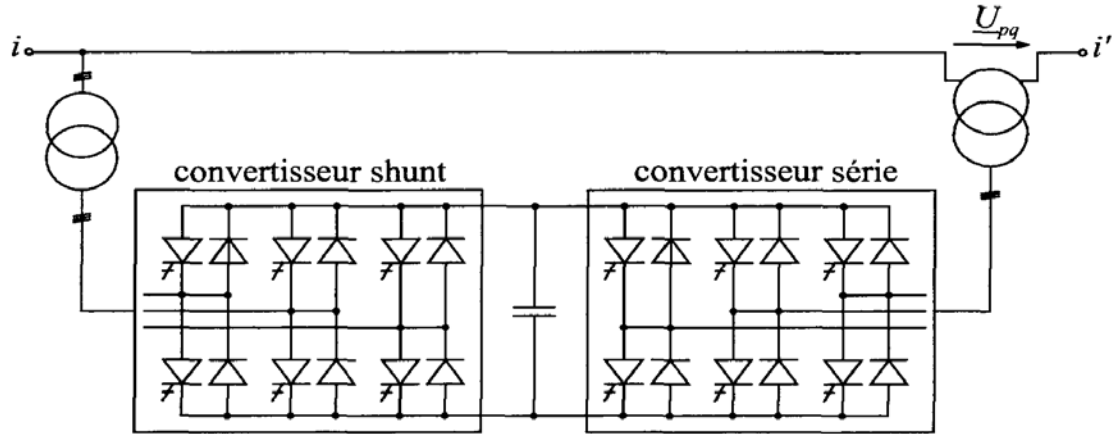


Fig. 1.37 – Schéma du contrôleur de transit de puissance unifié.

Dans le cas d'une ligne munie d'un UPFC et dont la tension est maintenue constante aux deux extrémités, La puissance active transmise peut s'écrire.

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} \sin \delta - \frac{UU_{pq}}{X} \cos\left(\frac{\delta}{2} + \theta\right) \quad (1.29)$$

La zone dans laquelle la puissance  $P_{ik}$  peut être contrôlée est représentée à la figure 1.39. L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé en particulier pour :

- le réglage de la tension ;
- le contrôle des flux de puissance active et réactive ;
- l'amélioration de la stabilité ;
- la limitation des courants de court-circuit ;
- l'amortissement des oscillations de puissance.

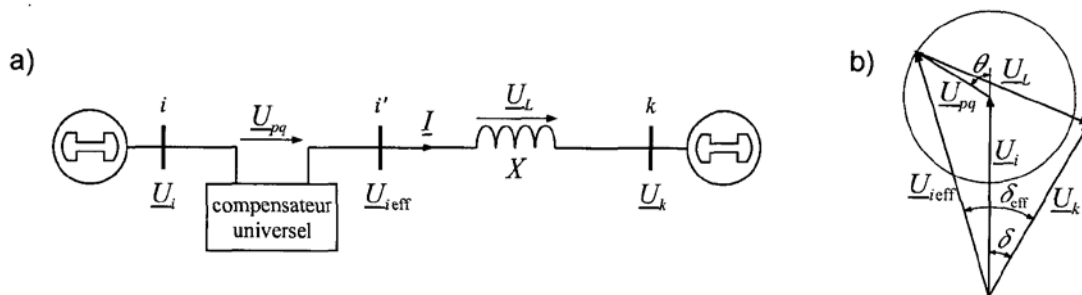


Fig. 1.38 – Schéma du contrôleur de transit de puissance unifié.

### 1.7.3. Contrôleur de transit de puissance entre lignes.

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son schéma de principe est illustré à la figure 1.40. L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

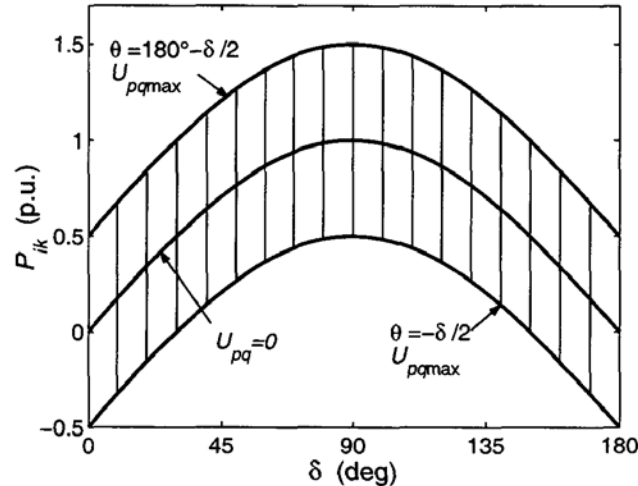


Fig. 1.39 – Schéma du contrôleur de transit de puissance unifié.

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La compensation en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul.

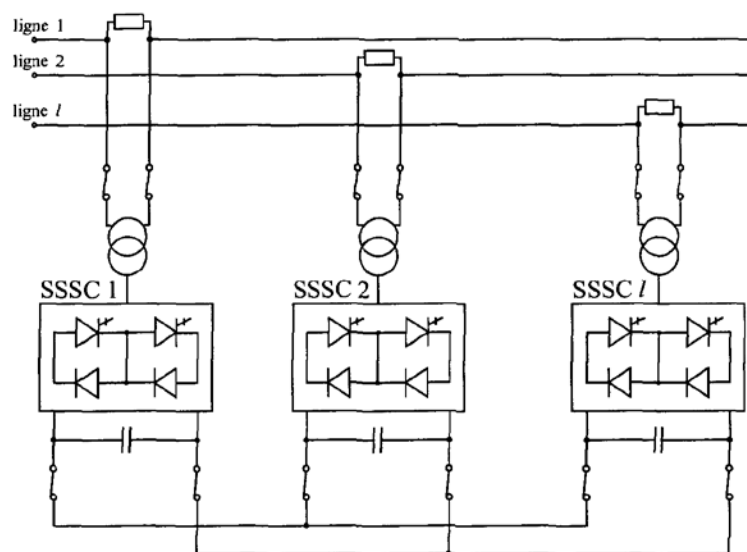


Fig. 1.40 – Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.

### 1.7.4. Régulateur de puissance interphases.

Le régulateur de puissance interphases IPC (Interphase Power Contrôller) a été développé pour la gestion de la répartition des puissances. Il s'agit d'un dispositif de contrôle qui est composé de deux impédances par phase : l'une inductive et l'autre capacitive, chacune étant directement liée à une unité de déphasage (fig. 1.41). Les valeurs de ces impédances sont élevées afin de limiter les courants en cas de court-circuit.

Dans le cas particulier où les impédances ont des valeurs complexes conjuguées, chaque branche de l'IPC peut être représentée par une source de courant contrôlée en tension. De cette manière, l'impédance inductive et l'impédance capacitive forment un circuit bouchon à la fréquence fondamentale. La commande de la répartition des puissances actives et réactives à l'aide de l'IPC est obtenue en premier lieu par les angles de déphasage  $\varphi_1$  et  $\varphi_2$  des transformateurs.

De par sa conception, l'Interphase Power Controller a les aptitudes suivantes :

- le contrôle des flux de puissance active ;
- la limitation des courants de court-circuit ;
- le découplage des tensions entre deux nœuds.

Il permet également d'obtenir un contrôle de la puissance réactive indépendamment de la puissance active ainsi de supporter la tension de manière contrôlée. À l'heure actuelle, l'IPC est le seul moyen pour l'interconnexion des réseaux qui soit en mesure d'empêcher la propagation des perturbations entre les réseaux interconnectés.

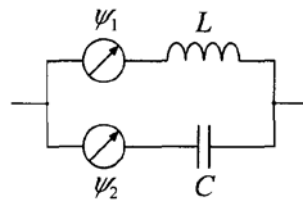


Fig. 1.41 – Régulateur de puissance interphases.

## 1.8. Conclusion

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau 1.1 résume les principaux bénéfices techniques des différentes technologies de FACTS. Le signe (+) est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

Dans ce projet de mémoire l'optimisation du placement des FACTS est basée sur l'étude statique de l'insertion de FACTS dans un réseau. Cela amène à évaluer les effets des FACTS sur le réseau uniquement en régime permanent. Dans ce cas les autres bénéfices du régime transitoire et dynamique ne seront pas tenus en compte. Entre autre, l'évaluation du fonctionnement d'un système de puissance en régime permanent nécessite une modélisation statique des éléments du réseau et des dispositifs FACTS.



## Les dispositifs FACTS

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité Statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC/GCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++
IPFC	+++	+	+++	++

Table 1.1. Bénéfices techniques des dispositifs FACTs.

## Chapitre II - Modélisation des éléments du réseau et des Facts.

### 2.1. Introduction

Afin d'évaluer l'impact des FACTS en régime permanent sur un réseau de puissance, une modélisation statique de ces dispositifs est nécessaire. Ces modèles sont ensuite intégrés dans ce réseau pour évaluer son fonctionnement en régime permanent.

De nombreux modèles de FACTS ont été développés. Dans le cadre de ce projet de mémoire, l'étude du placement du FACTS est restreinte sur le régime permanent, dans ce contexte, les modèles qui seront discutés dans ce chapitre sont les modèles statiques des éléments du réseau électrique (ligne, transformateur etc.) et les différents dispositifs FACTS.

### 2.2. Modélisation des éléments du réseau.

#### 2.2.1. Modèles des générateurs.

Les générateurs sont les éléments du réseau capables de fournir de la puissance active au système. Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (2.1)$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (2.2)$$

La figure 2.1.a illustre le symbole utilisé pour représenter les générateurs. Deux modèles sont utilisés pour décrire les générateurs. Dans le premier, ils sont représentés comme des nœuds PV et leurs caractéristiques sont la puissance active produite  $P_{Gi}$  et la tension de consigne  $U_{iset}$ . La valeur de la puissance réactive est calculée de manière à maintenir la tension nodale à sa valeur de consigne. Lorsque  $Q_{Gi}$  dépasse une de ses limites, elle est fixée à cette dernière et la tension ne peut plus être contrôlée. Le nœud se comporte alors comme un nœud PQ (fig 2.1.b).

Dans le second modèle, les générateurs sont modélisés par des injections de puissances complexes constantes. Dans ce cas les valeurs de puissances actives  $P_{Gi}$  et réactives  $Q_{Gi}$  sont données et il n'y a pas de contrôle de tension possible (fig 2.1.c). Un des générateurs est connecté au nœud bilan. Il est admis comme ayant des puissances active et réactive infinies. Sa phase, choisie comme référence pour le système, est fixée à  $\delta_{ref} = 0$ .

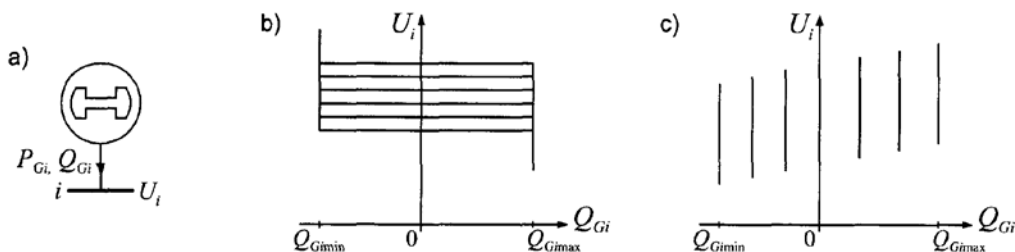


Fig. 2.1 – Modèles de générateurs : a) symbole, b) modèle PV classique, c) puissance complexe constante.

### 2.2.2. Charges.

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds. Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$\underline{S}_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li} \quad (2.3)$$

Où  $\underline{S}_{Li}$  est la puissance complexe de la charge,  $P_{Li}$  la puissance active et  $Q_{Li}$  la puissance réactive. La puissance réactive  $Q_{Li}$ , qui peut être positive ou négative, correspond respectivement à des charges de nature inductive ou capacitive.

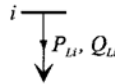


Figure 2.2 – Modèle des charges.

### 2.2.3. Eléments shunt.

Les dispositifs shunt, généralement utilisés pour la compensation réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances  $\underline{y}_{i0}$  de la forme :

$$\underline{y}_{i0} = g_{i0} + jb_{i0} \quad (2.4)$$

Le symbole général représentant un élément shunt est donné à la figure 2.3.a. La susceptance  $b_{i0}$  peut être inductive ou capacitive. Dans le premier cas, l'élément consomme de la puissance réactive (fig. 2.3.b), alors qu'il en fournit au système dans le second (fig. 2.3.c).

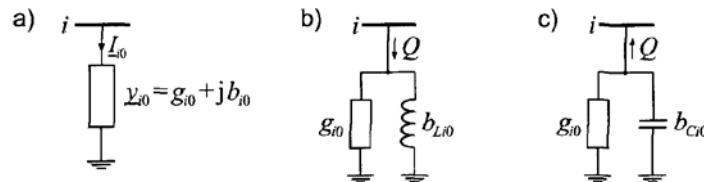


Fig. 2.3 – Modèles des éléments shunt : a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.

### 2.2.4. Lignes

Les lignes de transport sont modélisées par leur schéma en  $\pi$  classique, dans lequel la conductance transversale est négligée (fig.2.4).

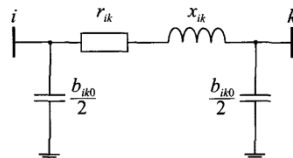


Fig. 2.4 - Modèles en  $\pi$  des lignes de transport.

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud  $i$  à un nœud  $k$  est donnée par :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} & -\underline{y}_{ik} \\ -\underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Où l'admittance longitudinale  $\underline{y}_{ik}$  vaut

$$\underline{y}_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}} \quad (2.6)$$

Avec :

- $r_{ik}$  résistance longitudinale.
- $x_{ik}$  réactance longitudinale.

L'admittance transversale correspondant aux effets capacitifs s'écrit

$$\underline{y}_{ik0} = jb_{ik} \quad (2.7)$$

Avec :

- $b_{ik}$  susceptance transversale.

### 2.2.5. Transformateurs

Les transformateurs sont représentés par leur impédance connectée en série avec un transformateur idéal (fig. 2.5). Le rapport de transformation est réel pour un transformateur classique alors qu'il est complexe dans le cas d'un transformateur déphaseur. De manière générale, le rapport de transformation complexe  $\mu_{ik}$  est défini par :

$$\mu_{ik} = \frac{\underline{U}_i}{\underline{U}_m} \quad (2.8)$$

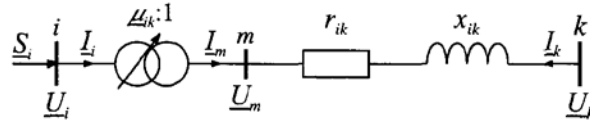


Fig. 2.5 - Modèle des transformateurs

Le transformateur étant considéré comme idéal, la puissance complexe injectée au nœud  $i$  est égale à celle au nœud  $m$  :

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_m \underline{I}_m^* \quad (2.9)$$

Où le courant  $\underline{I}_m$  est donné par

$$\underline{I}_m = \underline{y}_{ik} (\underline{U}_m - \underline{U}_k) \quad (2.10)$$

En combinant les relations 2.8 à 2.10 il vient :

$$\underline{I}_i = \frac{1}{\mu_{ik}^2} \underline{y}_{ik} \underline{U}_i - \frac{1}{\mu_{ik}} \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \quad (2.11)$$

En procédant de manière similaire, le courant  $\underline{I}_k$  peut être exprimé par

$$L_k = -\frac{1}{\mu} y_{ik} \underline{U}_i + \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \quad (2.12)$$

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i un nœud k s'écrit :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\mu^2} \underline{y}_{ik} & -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} \\ -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

Dans certains cas, la branche magnétisante est prise en compte dans le modèle. Elle se présente alors sous forme d'une susceptance inductive shunt.

### 2.3. Modélisation des dispositifs FACTS.

La modélisation des FACTS consiste à représenter les dispositifs sous certaines hypothèses et dans un domaine de fréquence choisi. Les modèles développés sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul afin de pouvoir simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

Différentes façons de modéliser les dispositifs Facts ont été développées pour l'étude des régimes stationnaires. Elles se différencient principalement par la méthode utilisée pour intégrer les FACTS dans le calcul du Load Flow. Les trois modélisations rencontrées le plus souvent dans la littérature sont basées respectivement sur l'injection de puissance équivalente, la création d'un nœud fictif ou encore la modification de la matrice d'admittance. Ces trois techniques sont présentées aux paragraphes suivants.

#### 2.3.1. Injection de puissance aux extrémités de la ligne.

Une des méthodes les plus répandues consiste à représenter les dispositifs Facts sous forme d'injections de puissances aux nœuds telles que représentées à la figures 2.6.

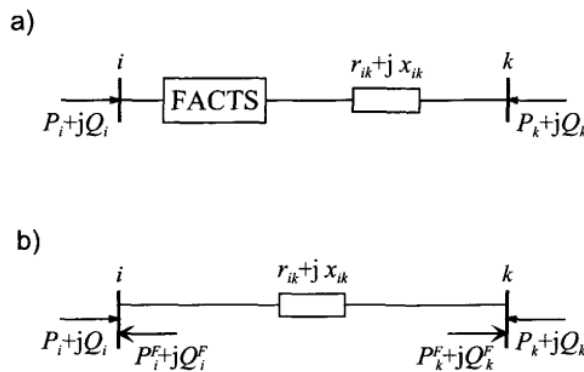


Fig. 2.6 – Modélisation par injection de puissances : a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes.

Le principe consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne (fig. 2.6.a), par des injections de puissances aux deux extrémités (fig. 2.6.b). Celles-ci sont calculées de manière à ce que l'effet produit soit équivalent à celui du dispositif en question. Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par

$$P_i^F = P_{ik} - P_{ik}^F \quad (2.14)$$

$$Q_i^F = Q_{ik} - Q_{ik}^F \quad (2.15)$$

Avec :

- $P_i^F, Q_i^F$  injections équivalentes de puissances active et réactive au nœud i ;
- $P_{ik}, Q_{ik}$  transits de puissance active et réactive sans dispositif FACTS ;
- $P_{ik}^F, Q_{ik}^F$  transits de puissances active et réactive avec le FACTS dans la ligne.

Deux relations similaires sont obtenues pour le nœud k. Ces quatre injections équivalentes, ainsi que le modèle standard de la ligne, sont utilisées dans les équations du load flow. Elles sont traitées comme des charges ou des générations aux nœuds i et k. Les injections de puissances actives aux nœuds PV et PQ s'écrivent :

$$P_i + P_i^F = U_i \sum_{k=1}^n U_k [G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (2.16)$$

Et les puissances réactives injectées aux nœuds PQ valent :

$$Q_i + Q_i^F = -U_i \sum_{k=1}^n U_k [G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (2.17)$$

Avec :

- $n$  nombre de nœuds du système.

Les valeurs des injections  $P_i^F$  et  $Q_i^F$  sont calculées après chaque itération, mais ne sont pas utilisées dans le calcul de la matrice jacobienne.

Des variantes de cette modélisation ont été proposées. Dans [19], un modèle des injections de puissances décomposées est proposé. Les effets des FACTS sur les transits de puissances dans les lignes et ceux sur le contrôle des tensions aux nœuds y sont traités séparément.

### 2.3.2. Création d'un nœud fictif.

Une modélisation de FACTS basée sur la création d'un nœud fictif est présentée dans [20]. Le modèle d'un dispositif de type UPFC, permettant de contrôler les transits de puissances active et réactive, est illustré à la figure 2.7.

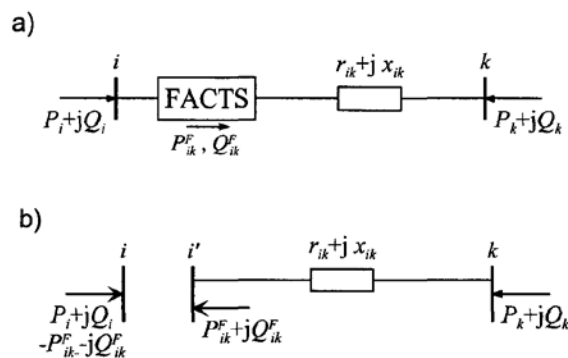


Fig. 2.7 – Modélisation avec nœud fictif : a) ligne avec FACTS, b) représentation équivalente.

## Chapitre II

Les valeurs de consigne des dispositifs sont directement exprimées en terme de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds (fig. 2.7.a). Un nœud fictif  $i'$  dans lequel la ou les puissances contrôlées sont injectées, est temporairement créée. Pour conserver le bilan de puissance, la puissance injectée au nœud  $i'$  est soustraite au nœud  $i$  (fig. 2.7.b). Le nouveau nœud est pris en compte dans le calcul de répartition des puissances en modifiant de la matrice jacobienne. Dans le cas du modèle de l'UPFC, deux lignes et deux colonnes supplémentaires apparaissent. Elles proviennent des deux nouvelles équations dues au nœud  $i'$ , de type PQ. Les types de FACTS pouvant être modélisés selon cette technique, ainsi que les grandeurs contrôlées correspondantes, sont résumés dans le tableau 2.1.

TAB. 2.1 – Types de FACTS modélisables par la création d'un nœud fictif.

Types de FACTS	Grandeurs contrôlées
SVC	Puissance réactive $Q_i^F$ injectée au nœud
TCPAR	Puissance active $P_{ik}^F$ transmise dans la ligne
TCVR	Puissance réactive $Q_{ik}^F$ transmise dans la ligne
UPFC	Puissances active $P_{ik}^F$ et réactive $Q_{ik}^F$ transmises dans la ligne

Dans [19], le contrôle des dispositifs FACTS est réalisé au moyen d'un calcul de répartition des puissances optimale. Les valeurs de consigne des FACTS sont calculées de façon à optimiser une fonction objectif.

### 2.3.3. Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau [21], [22]. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la figure 2.8. Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

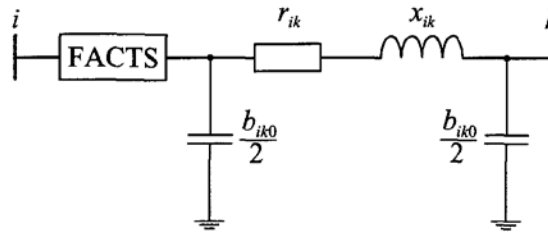


Fig. 2.8 – Intégration du dispositif FACTS dans une ligne.

Les paramètres d'une ligne équivalente sont déterminés et substitués à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante :

$$\underline{Y}_{mod} = \begin{pmatrix} \underline{Y}'_{ii} & \underline{Y}'_{ik} \\ \underline{Y}'_{ki} & \underline{Y}'_{kk} \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{Y}_{ii} & \underline{Y}_{ik} \\ \underline{Y}_{ki} & \underline{Y}_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{Ligne}} + \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{y}^F_{ii} & \underline{y}^F_{ik} \\ \underline{y}^F_{ki} & \underline{y}^F_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{FACTS}} \quad (2.18)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice  $\underline{Y}$  subissent des modifications.

Différentes méthodes sont possibles pour traiter les valeurs des dispositifs. Elles peuvent être utilisées comme grandeurs d'entrées dans un Load Flow classique ou alors comme variables à optimiser dans un calcul optimal de répartition des puissances [22].

#### 2.3.4. Choix des dispositifs

Les FACTS sont choisis de manière à pouvoir agir sur les trois paramètres principaux régissant les transits de puissances dans un réseau. Dans cette optique, les dispositifs modélisés sont les suivants :

- Le compensateur de puissance réactive ;
- Les compensateur série à thyristors ;
- Le régulateur de tension ;
- Les dispositifs déphaseurs ;
- Le contrôleur de transit de puissance unifié.

Comme il l'a déjà été mentionné, les FACTS sont modélisés pour des régimes de fonctionnement stationnaires. Ils peuvent prendre un nombre discret de valeurs dans leur gamme de réglage. La méthode utilisée pour déterminer leur valeur de consigne est présentée au chapitre 6.

De manière générale, les FACTS peuvent être insérés soit aux nœuds du réseau, soit en série avec les lignes. En pratique, les dispositifs, qu'ils soient shunt ou série, sont souvent insérés à des postes déjà existants. Bien que parfois cette position ne soit pas la meilleure, elle est justifiable par la réduction des coûts en évitant la création d'un nouveau poste.

#### 2.3.5. Dispositifs FACTS shunt

Les dispositifs FACTS shunt modélisés sont des compensateurs statiques de puissance réactive tels que le SVC et autres dérivés (TCR, TSC). Bien qu'ils présentent des performances moins bonnes que le compensateur statique synchrone, elles ne sont guère importantes en régime permanent. De plus, les simulations sont réalisées pour des cas où les tensions sont proches de la valeur nominale. Dans cette situation, le SVC et le STATCOM présentent des caractéristiques semblables.

##### 2.3.5.1. Modèle du compensateur statique de puissance réactive.

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt  $\underline{y}_{svc}$  variable (fig 2.9.a). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire :

$$\underline{y}_{svc} = j b_{svc} \quad (2.19)$$

La susceptance  $b_{svc}$  peut être de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive  $Q_{svc}$  (fig. 2.9.b). Les valeurs des SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive  $B_{svc}$  absorbée à la tension nominale  $U_{in}$ . La correspondance avec la susceptance  $b_{svc}$  est donnée par la relation (2.20)



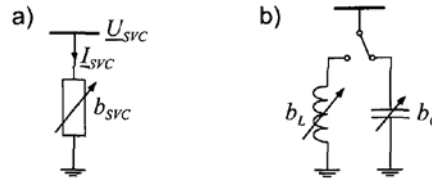


Fig. 2.9 - Modélisation du SVC : a) symbole, b) modèle.

$$B_{SVC} = -U_n^2 b_{svc} \quad (2.20)$$

La puissance réactive réellement absorbée par le SVC est donnée par

$$Q_{SVC} = -\left(\frac{U}{U_n}\right)^2 B_{SVC} \quad (2.21)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. La variation de la puissance réactive injectée en fonction de la tension est représentée à la figure 2.10 pour plusieurs valeurs de compensation.

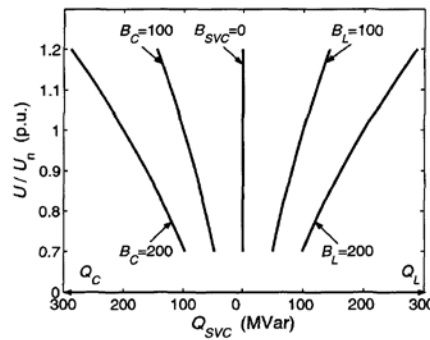


Fig. 2.10 - Variation de la puissance réactive absorbée par un SVC en fonction de la tension nodale.

Comme il l'a déjà été mentionné, les installations FACTS sont généralement situées à des postes déjà existants. Toutefois, les cas du placement des FACTS au milieu de la ligne, qui nécessite la construction d'un nouveau poste, ne seront pas traités.

### 2.3.5.2. SVC placé en un nœud du réseau

Lorsqu'ils sont connectés aux nœuds du réseau, les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes ou variant fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où le générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

Lorsqu'un SVC est présent au nœud  $i$ , seul l'élément  $\underline{Y}_{ii}$  de la matrice d'admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée :

$$\underline{Y}'_{ii} = \underline{Y}_{ii} + \underline{y}_{svc} \quad (2.22)$$

La figure 2.11 illustre le cas d'un SVC placé en un nœud  $i$  constituant une des extrémités d'une ligne.

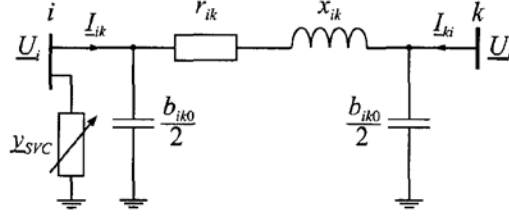


Fig. 2.11 - SVC placé dans un nœud.

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante.

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{svc} & -\underline{y}_{ik} \\ -\underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.23)$$

### 2.3.6. Dispositifs de compensation série

Les dispositifs de compensation série modélisés sont des compensateurs série à thyristors (TCSC, GCSC ou TSSC). Ils modifient l'impédance apparente de la ligne en insérant des éléments réactifs en série avec cette dernière.

Le SSSC possède des performances supérieures à celles des dispositifs mentionnés ci-dessus. Toutefois, sa représentation ne semble pas possible avec la méthodologie adoptée pour modéliser les dispositifs FACTS. En effet, la compensation réalisée par cet élément se fait en insérant une tension en série dans la ligne qui est en quadrature avec le courant  $y$  circulant. Il est donc nécessaire de connaître la valeur du courant pour pouvoir ajuster la phase de la tension à insérer. Ceci nécessite un processus itératif.

#### 2.3.6.1. Modèle du compensateur série à thyristors

Les compensateurs série à thyristors utilisés peuvent être de nature capacitive ou inductive. Ils s'apparentent donc à des dispositifs de type TCSC. Ils sont modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne (fig. 2.12.a). Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur (fig. 2.12.b).

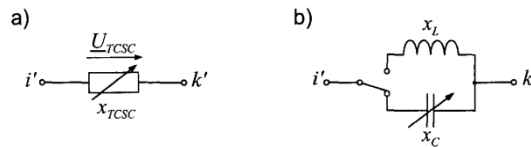


Fig. 2.12 - modélisation du TCSC :a) modèle général, b) modèle.

Les valeurs des TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne  $k_{TCSC}$  dans laquelle le dispositif est placé. La valeur de la réactance du TCSC est donc donnée par

$$x_{TCSC} = k_{TCSC} x_{ligne} \quad (2.24)$$

Les degrés de compensation maximum sont de 80% en mode capacitif et 20% en mode inductif [23] :

$$-0.8 \leq k_{TCSC} \leq 0.2 \quad (2.25)$$

La tension insérée par le compensateur est donnée par

$$\underline{U}_{TCSC} = jx_{TCSC}\underline{I} \quad (2.26)$$

Et la puissance réactive :

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{x_{TCSC}} \quad (2.27)$$

### 2.3.6.2. Intégration du TCSC dans le système

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds  $i$  et  $k$ , il est directement intégré dans le schéma en  $\pi$  de la ligne selon le modèle de la figure 2.13.

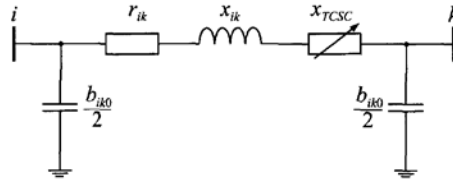


Fig. 2.13 - TCSC inséré dans une ligne.

La réactance effective de la ligne vaut :

$$x'_{ik} = x_{ik} + x_{TCSC} \quad (2.28)$$

La matrice d'admittance de la ligne est modifiée de la manière suivante :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} & -\underline{y}'_{ik} \\ -\underline{y}'_{ik} & \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.29)$$

Où

$$\underline{y}'_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \quad (2.30)$$

### 2.3.6.3. Régulateurs de tension et de phase

Comme on l'a vu au chapitre précédent, il existe différents types de dispositifs série insérant une tension contrôlée dans la ligne. Tous se caractérisent par le fait qu'ils ne génèrent pas ou ne consomment pas de la puissance, mais ne font qu'en modifier le transit. Le schéma généralement adopté pour modéliser ces dispositifs en régime permanent est illustré à la figure 2.14.a. Il est composé d'une source de tension  $\underline{U}_T$  qui représente la branche série du dispositif et d'une source de courant  $\underline{I}_T$  qui représente la branche parallèle. Pour que le bilan des puissances soit nul, la puissance injectée dans la ligne par la source de tension  $\underline{U}_T$  est soutirée au système par le courant  $\underline{I}_T$ . Dans le calcul de

répartition des puissances, ces dispositifs sont modélisés au moyen d'un transformateur idéal avec un rapport de transformation complexe (fig. 2.14.b).

Le dispositif est inséré dans la ligne selon le schéma de la figure 2.15.

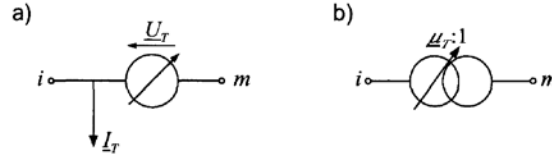


Fig. 2.14 - Modélisation des régulateurs de tension et de phase : a) modèle, b) représentation équivalente.

La tension  $\underline{U}_T$  est exprimée comme une fraction de la tension  $\underline{U}_i$  du nœud  $i$  auquel le transformateur idéal est connecté. Elle peut être déphasée de cette dernière d'un angle  $\theta$  qui est fonction du type de dispositif simulé. La tension  $\underline{U}_T$  s'exprime donc par :

$$\underline{U}_T = k_T \underline{U}_i e^{j\theta} \quad (2.31)$$

Où  $k_T$  est l'amplitude de la tension insérée.

La tension effective  $\underline{U}_m$  au nœud  $m$  vaut

$$\underline{U}_m = \underline{U}_i + \underline{U}_T = \underline{U}_i (1 + k_T e^{j\theta}) \quad (2.32)$$

Le dispositif FACTS est inséré en série avec la ligne pour former une ligne équivalente dont les paramètres sont modifiés en conséquence. La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant les nœuds  $i$  et  $k$  et qui est munie d'un tel dispositif incident au nœud  $i$  est similaire à celle du modèle du transformateur décrit au paragraphe 2.2.5:

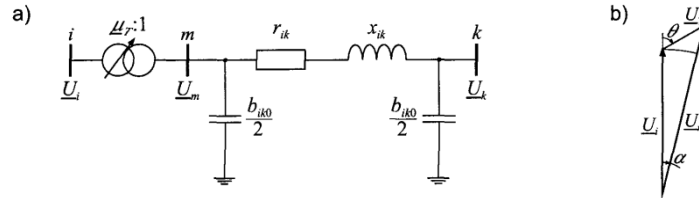


Fig. 2.15 - Ligne munie d'un régulateur de tension et/ou de phase : a) schéma, b) diagramme des tensions.

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\mu^2} \left( \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \right) & -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} \\ -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.33)$$

Seuls les éléments de la ligne et de la colonne du nœud incident au transformateur sont modifiés. La distinction entre les différents types est effectuée par le contrôle du module et de la phase de la tension  $\underline{U}_m$ . De tels dispositifs peuvent également être insérés en série avec des transformateurs classiques avec ou sans réglage. Les quatre types de dispositifs modélisés sont les suivants :

- le régulateur de tension ;
- le déphaseur pur ;
- le transformateur déphaseur ;
- le transformateur avec réglage diagonal.

## Chapitre II

Ils sont décrits aux paragraphes suivants.

### 2.3.6.4. Régulateur de tension

Ce dispositif modélise le régulateur de tension contrôlé par thyristors décrit au paragraphe 1.6.1. Le TCVR insère une tension en série qui est en phase ou en opposition de phase avec la tension du nœud auquel il est adjacent (fig. 2.16).

La tension  $\underline{U}_T$  est définie par

$$\underline{U}_T = k_T \underline{U}_i \quad (2.34)$$

Où  $k_T$  est la variable de contrôle qui peut prendre un nombre discret de valeurs comprises dans l'intervalle

$$-0.15 \leq k_T \leq 0.15 \quad (2.35)$$

Dans ce cas, le rapport de transformation  $\mu_T$  est réel et vaut ;

$$\mu_T = \frac{1}{1+k_T} \quad (2.36)$$

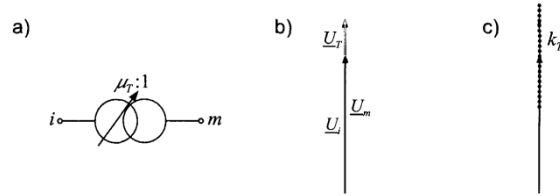


Fig. 2.16 - Modélisation du TCVR : a) représentation, b) et c) diagramme des tensions.

### 2.3.6.5. Déphaseur pur

Ce dispositif correspond par exemple au modèle du régulateur de phase contrôlé par thyristors. Le TCPAR insère une tension en série qui applique un déphasage pur à la tension du nœud auquel il est relié, le module de cette dernière restant inchangé (fig. 2.17). La variable de contrôle est l'angle de déphasage  $\alpha$  qui peut prendre un nombre discret de valeurs comprises dans l'intervalle

$$-20^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ \quad (2.37)$$

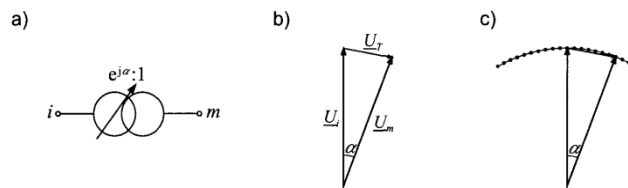


Fig. 2.17 - Modélisation du TCPAR : a) représentation, b) et c) diagramme des tensions.

### 2.3.6.6. Transformateur déphaseur

Dans le cas du transformateur déphaseur TCPST contrôlé par thyristor ; la tension  $\underline{U}_T$  insérée en série dans la ligne est en quadrature avec la tension du nœud auquel le dispositif est connecté. Elle est définie par

$$\underline{U}_T = jk_T \underline{U}_i \quad (2.38)$$

La variable de contrôle est l'angle de déphasage  $\alpha$  qui peut prendre un nombre discrets de valeurs comprises dans l'intervalle

$$-20^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ \quad (2.39)$$

Dans un TCPST, le module de la tension  $\underline{U}_m$  n'est pas égal à celui de la tension  $\underline{U}_i$  (fig. 2.18). Il convient donc d'adapter le rapport de transformation du transformateur idéal afin que le modèle corresponde bien à l'insertion d'une tension en quadrature. Exprimée en fonction du déphasage  $\alpha$ , la valeur de  $\mu$  s'écrit

$$\mu = \cos \alpha \quad (2.40)$$

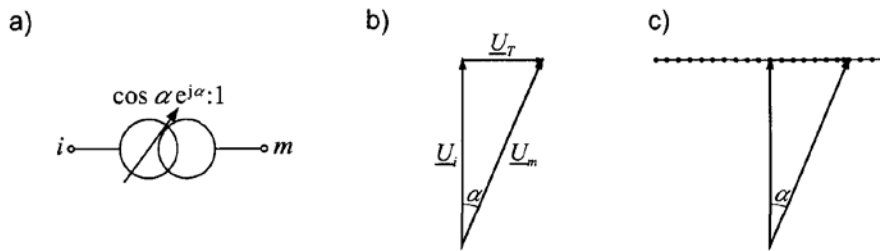


Figure 2.18 – Modélisation du TCPST : a) représentation, b) et c) diagramme des tensions

### 2.3.6.7. Transformateur avec réglage diagonal

Certains transformateurs possèdent un réglage de type diagonal. Il est également pensable d'équiper ce type de transformateurs de convertisseurs à thyristors similaires à ceux décrits pour les transformateurs déphaseurs et de réglage à la section 1.5. Ce dispositif est également modélisé, afin de simuler l'effet de la présence de commutateurs de prises à thyristors sur les unités existantes. Les variables de contrôle sont le module et la phase de la tension  $\underline{U}_T$ .

L'amplitude est exprimée par une fraction  $k_T$  de la tension  $\underline{U}_i$  qui est comprise dans l'intervalle

$$-0.2 \leq k_T \leq 0.2 \quad (2.41)$$

alors que l'angle  $\theta$  peut prendre uniquement deux valeurs, soit

$$\theta = \pm 60^\circ \quad (2.42)$$

La transformation de ces paramètres sous forme d'un rapport de transformation complexe donne pour le déphasage  $\alpha$ .

$$\alpha = \arctan \frac{k_T \sin \theta}{1 + k_T \cos \theta} \quad (2.43)$$

Et pour le module  $\mu$

$$\mu = \frac{\cos \alpha}{1 + k_T \cos \theta} \quad (2.44)$$

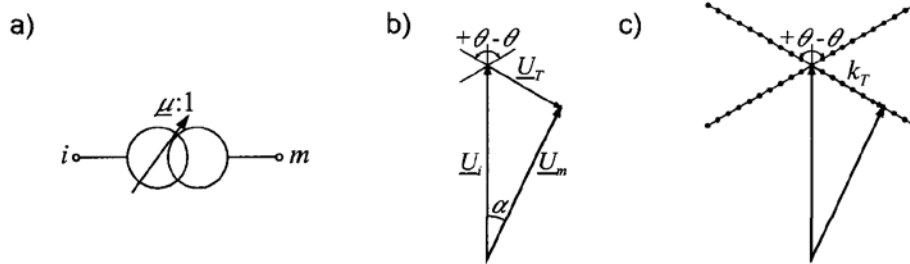


Fig. 2.19 - Modélisation du transformateur avec réglage diagonal.

### 2.3.7. Contrôleur de transit de puissance unifié

Le contrôleur de transit de puissance unifié permet de contrôler simultanément la tension au nœud ainsi que le transit de puissance active. En régime permanent, il peut être représenté par une source de courant en parallèle et une source de tension en série avec la ligne. L'UPFC peut être modélisé par la combinaison d'un SVC et d'un transformateur idéal à rapport de transformation complexe. Ce transformateur permet de contrôler simultanément le rapport de transformation et le déphasage. Les paramètres de l'UPFC sont donc :

- La puissance réactive  $Q$  injectée ou absorbée par la branche en parallèle ;
- La tension complexe  $\underline{U}_s$  insérée en série.

Le schéma de la figure 2.20 illustre le modèle et la représentation utilisée pour l'UPFC. La puissance réactive peut prendre un nombre discret de valeurs comprises dans l'intervalle

$$-Q_{pmax} \leq Q_p \leq Q_{pmax} \quad (2.45)$$

Où  $Q_{pmax}$  correspond à la puissance réactive maximale pouvant être absorbée ou fournie. Comme dans le cas du SVC, les valeurs des puissances réactives correspondent à une tension nominale de 1 p.u.

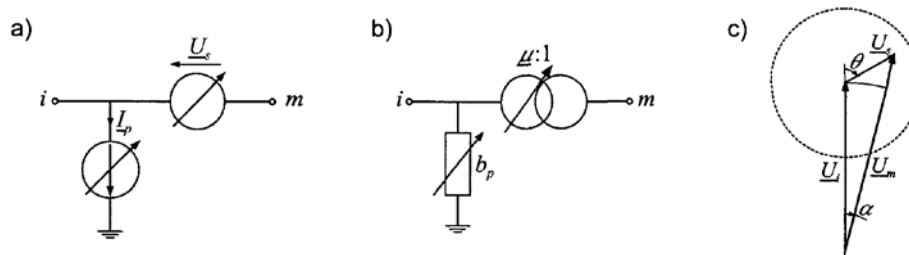


Fig. 2.20 - Modélisation de l'UPFC : a) modèle, b) représentation, c) diagramme des tensions.

La tension complexe insérée en série dans la ligne est contrôlable en module et en phase. Son amplitude est exprimée comme une fraction  $k_s$  de la tension au nœud  $U_i$ . Le déphasage entre les tension  $\underline{U}_i$  et  $\underline{U}_s$  est repéré par l'angle  $\theta$ .

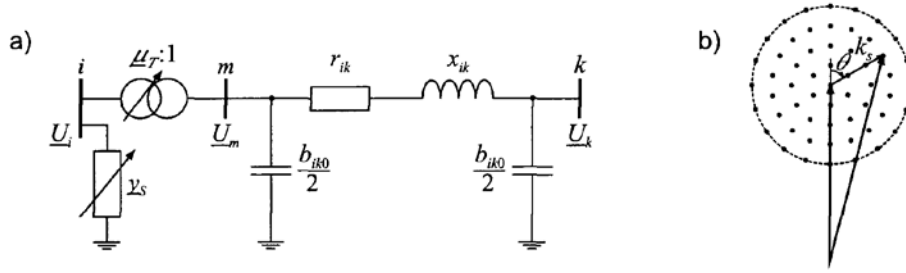


Fig. 2.21 - UPFC inséré dans une ligne i-k.

$$\underline{U}_s = k_s \underline{U}_i e^{j\theta} \quad (2.46)$$

Où  $k_s$  peut varier de manière discrète dans l'intervalle

$$0 \leq k_s \leq k_{smax} \quad (2.47)$$

L'angle  $\theta$  peut prendre des valeurs comprises dans les quatre quadrants :

$$-180^\circ \leq \theta \leq 180^\circ \quad (2.48)$$

où  $\theta = 0^\circ$  lorsque les tension  $\underline{U}_i$  et  $\underline{U}_s$  sont en phase. La tension effective  $\underline{U}_m$  à la sortie de l'UPFC vaut :

$$\underline{U}_m = \underline{U}_i + \underline{U}_s = \underline{U}_i (1 + k_s e^{j\theta}) \quad (2.49)$$

Exprimés sous forme du rapport de transformation  $\mu$  et du déphasage  $\alpha$  correspondant à ceux d'un transformateur idéal, les paramètre de contrôle de l'UPFC deviennent :

$$\alpha = \arctan \frac{k_s \sin \theta}{1 + k_s \cos \theta} \quad (2.50)$$

$$\mu = \frac{\cos \alpha}{1 + k_s \cos \theta} \quad (2.51)$$

La figure 2.21 illustre le cas d'un UPFC inséré dans une ligne reliant un nœud i à un nœud k. La matrice d'admittance est modifiée de la façon suivante :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\mu^2} \left( \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \right) + \underline{y}_p & -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} \\ -\frac{1}{\mu} \underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.52)$$

Tout comme dans le cas des transformateurs de réglage, seuls les éléments de la ligne et de la colonne du nœud adjacent à l'UPFC subissent des modifications.

L'effet de la tension  $U_s$  insérée en série dans la ligne par un UPFC peut être vu comme l'effet combiné d'un TCVR, d'un TCSC et d'un dispositif déphaseur. Ce principe est illustré à la figure 2.22. Un



## Chapitre II

UPFC peut donc aussi être modélisé par la combinaison des modèles utilisés pour représenter les autres dispositifs FACTS.

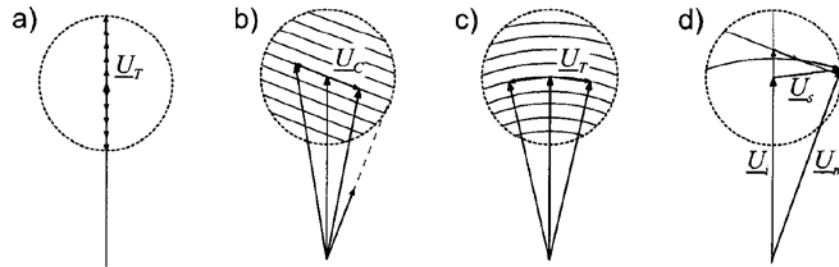


Figure 1.22 – Effet de la tension série insérée dans la ligne par : a) un TCVR, b) un TCSC, c) un TCPAR et d) un UPFC.

### 2.4. Conclusion

Plusieurs modèles de FACTS sont discutés dans ce chapitre, il est possible d'avoir les mêmes résultats de flux de puissance par l'adoption de plusieurs configurations de dispositif FACTS, mais avec des caractéristiques électriques et des coûts d'installation différents. La fonction de coût, qui inclut le coût de l'installation permet de choisir la configuration optimale.

Dans le cadre de ce projet de mémoire, trois types de dispositif FACTS sont adoptés, (SVC, STATCOM et TCSC) avec l'installation, d'au plus, d'un seul dispositif FACTS par nœud ou par ligne. Face à ce problème d'optimisation de nature combinatoire, et de grande complexité, les méta-heuristiques présentes des solutions capables de trouver un optimum sans avoir à balayer tout l'espace de recherche. Le chapitre suivant est consacré à détailler ces méthodes d'optimisation.

## Chapitre III - Les Méthodes d'optimisation (Méta-heuristique).

### 3.1 Introduction.

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la communauté scientifique. La résolution d'un problème d'optimisation consiste à explorer un espace de recherche afin de maximiser (ou minimiser) une fonction donnée. Les complexités (en taille ou en structure) relatives de l'espace de recherche et de la fonction à maximiser conduisent à utiliser des méthodes de résolutions radicalement différentes. [25]

Les *méthodes déterministes* sont plus adaptées à un espace de recherche petit et complexe, Cependant qu'un espace de recherche grande est complexe nécessite plutôt des *méthodes stochastiques* (recuit simulé, algorithme génétique, ...). Dans la plupart des cas, un problème d'optimisation se divise naturellement en deux phases : recherche des solutions admissibles puis recherche de la solution à coût optimal parmi ces dernières. Suivant la méthode employée, ce découpage est plus ou moins apparent dans la résolution. [25]

Les problèmes peuvent être combinatoires (discrets) ou à variables continues, avec un seul ou plusieurs objectifs (optimisation multi-objectif), statiques ou dynamiques. Cette liste n'est pas exhaustive et un problème peut être à la fois continu et dynamique, etc. [24]

Un problème d'optimisation est défini par un ensemble de variables, une fonction *objectif* (fonction de coût) et un ensemble de contraintes. L'espace d'état, appelé aussi domaine de recherche, est l'ensemble des domaines de définition des différentes variables du problème. Il est en général fini, puisque les méthodes opèrent dans des espaces bornés. Et, pour des raisons pratiques et de temps de calcul, l'espace de recherche doit être fini. Cette dernière limitation ne pose pas de problème, puisqu'en général le décideur précise exactement le domaine de définition de chaque variable. Enfin, même dans le cas des problèmes à variables continues, une certaine granularité est définie. [24]

La fonction objectif définit le but à atteindre, on cherche à minimiser ou à maximiser celle-ci. L'ensemble des contraintes est en général un ensemble d'égalités ou d'inégalités que les variables de l'espace d'état doivent satisfaire. Ces contraintes limitent l'espace de recherche. Les méthodes d'optimisation recherchent un point ou un ensemble de points dans l'espace de recherche qui satisfont l'ensemble des contraintes, et qui maximisent ou minimisent la fonction objectif. [26]

### 3.2 Métaheuristiques.

Métaheuristique est un terme souvent utilisé pour décrire un sous-champ majeur, voire le sous-champ primaire, de l'optimisation stochastique. L'optimisation stochastique est la classe générale des algorithmes et des techniques qui emploient un certain degré de hasard pour trouver des solutions optimales (ou aussi optimale que possible) à des problèmes difficiles. Les métaheuristiques sont les plus générales de ces types d'algorithmes, et sont appliquées sur une très large gamme de problèmes.

Les méta-heuristiques sont des méthodes approchées basées sur les approches de voisinage et d'évolution, voire une approche hybride. Elles utilisent généralement des règles intelligentes pour passer d'une solution à une autre. Plusieurs méta-heuristiques sont décrites à la section suivante.

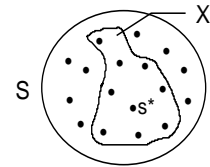
### 3.3 Formulation mathématique.

L'optimisation porte sur la recherche de minimum ou de maximum (soit de manière indifférenciée d'extremum) d'une fonction  $U$ , dite fonction d'objectifs ou fonction de coûts (cela peut être une fonction de production, de charges, de profit, d'utilité, . . .) définie sur un ensemble  $E$  et l'ensemble des points réalisables ou admissibles (modélisant des inputs : produits manufacturés, unités de travail, capital, . . .) à valeurs numériques. [26]

Etant donné un couple  $(S, f)$  où

- $S$  un ensemble fini de solutions ou configurations (espace de recherche)
- $f : S \rightarrow \mathbb{R}$  une fonction de coût (ou objectif)

Trouver  $s^* \in X \subseteq S$  tel que  $f(s^*) \leq f(s) \forall s \in X$  (config. faisables ou réalisables)



### 3.4 Classification.

Etant donné leur importance, les problèmes combinatoires ont donné lieu au développement de nombreuses méthodes de résolution. Celles-ci sont principalement inspirées de la recherche opérationnelle (RO) et de l'intelligence artificielle (IA). La figure 3.1 illustre différentes méthodes développées en RO et en IA ainsi que leur date approximative d'apparition. [9]

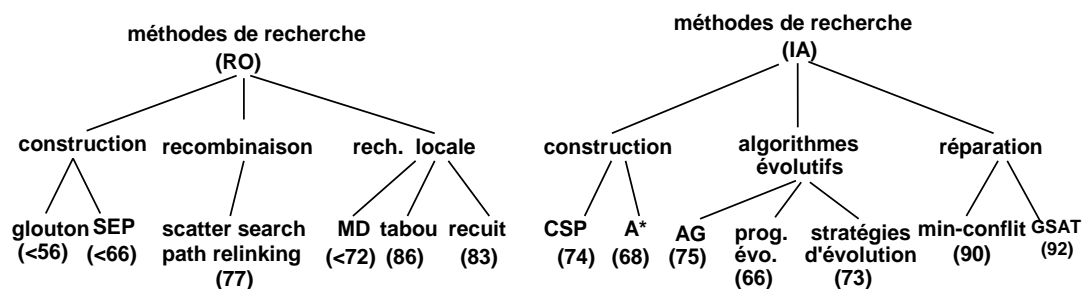


Figure 3.1 – Méthodes d'optimisation de la recherche opérationnelle et l'intelligence artificielle

#### 3.4.1 La Recherche Opérationnelle (RO)

‘La recherche opérationnelle (aussi appelée aide à la décision) peut être définie comme l'ensemble des méthodes et techniques rationnelles orientées vers la recherche de la meilleure façon d'opérer des choix en vue d'aboutir au résultat visé ou au meilleur résultat possible.

Elle fait partie des «aides à la décision» dans la mesure où elle propose des modèles conceptuels en vue d'analyser et de maîtriser des situations complexes pour permettre aux décideurs de comprendre et d'évaluer les enjeux et d'arbitrer et/ou de faire les choix les plus efficaces.

Ce domaine fait largement appel au raisonnement mathématique (logique, probabilités, analyse des données) et à la modélisation des processus. Il est fortement lié à l'ingénierie des systèmes, ainsi qu'au management du système d'information.’ [40]

#### Historique

‘Dès le XVII<sup>e</sup> siècle, des mathématiciens comme Blaise Pascal tentent de résoudre des problèmes de décision dans l'incertain avec l'espérance mathématique. D'autres, au XVIII<sup>e</sup> et XIX<sup>e</sup> siècle, résolvent

des problèmes combinatoires. Au début du XX<sup>e</sup> siècle, l'étude de la gestion de stock peut être considérée comme étant à l'origine de la recherche opérationnelle moderne avec la formule du lot économique (dite formule de Wilson) proposée par Harris en 1913'. [40]

Mais ce n'est qu'avec la Seconde Guerre mondiale que la pratique va s'organiser pour la première fois et acquérir son nom. En 1940, Patrick Blackett est appelé par l'état-major anglais à diriger la première équipe de recherche opérationnelle, pour résoudre certains problèmes tels que l'implantation optimale de radars de surveillance ou la gestion des convois d'approvisionnement. Le qualificatif « opérationnelle » vient du fait que la première application d'un groupe de travail organisé dans cette discipline avait trait aux opérations militaires. La dénomination est restée par la suite, même si le domaine militaire n'est plus le principal champ d'application de cette discipline. Après la guerre, les techniques se sont considérablement développées, grâce, notamment, à l'explosion des capacités de calcul des ordinateurs. Les domaines d'application se sont également multipliés. [40]

### 3.4.2 Intelligence Artificielle (IA)

Dans l'esprit populaire, le terme intelligence artificielle est souvent synonyme des systèmes intelligents. Cependant, le sens de cette expression a dérivé depuis les années 1960 pour maintenant désigner un sous-domaine des systèmes intelligents simulant les facultés de compréhension, de raisonnement et de déduction de l'homme à un niveau d'abstraction relativement élevé. Cette simulation des capacités cognitives humaines s'effectue généralement à l'aide de techniques telles que la logique propositionnelle.

## 3.5 Les Approches d'optimisation

Les techniques d'optimisation appartiennent généralement à Quatre Grandes Approches

1. **Construction** : instanciation successive des variables selon un ordre statique ou dynamique (branch & bound, CSP, méthodes gloutonnes...)
2. **Recherche locale** : réparation itérative d'une configuration complète par des modifications locales (descente, recuit simulé, recherche tabou, min-conflit...)
3. **Evolution** : évolution d'une population de solutions par des opérations "génétiques" (sélection, croisement, et mutation), ex : algorithmes génétiques...
4. **Hybridation** : combinaison de différentes approches (évolution + RL, évolution + construction...)

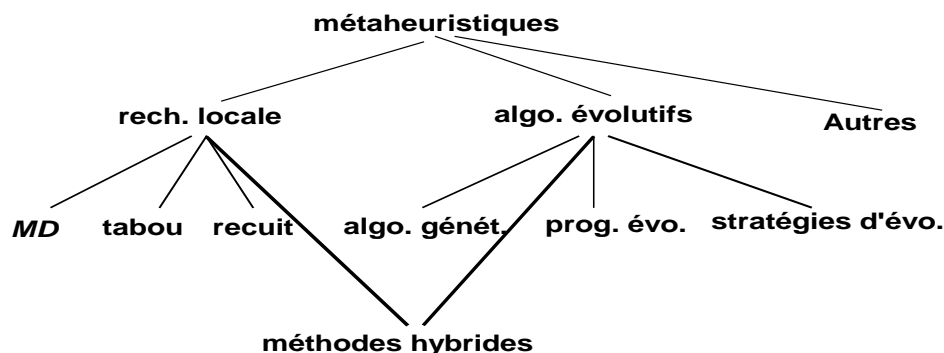


Figure 3.2 Approches d'optimisation de la méta-heuristique

### 3.5.1 Approche de recherche locale ou voisinage

Les méthodes de recherche locale sont des méthodes basées sur la notion de voisinage. Une méthode de voisinage commence généralement avec une configuration initiale  $s$  à laquelle un processus itératif est appliqué. La méthode d'optimisation cherche à améliorer la configuration courante en la remplaçant par un des voisins en tenant en compte la fonction objectif. Ce processus s'arrête et retourne la meilleure solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Cette condition d'arrêt concerne généralement une limite sur le nombre d'itérations ou sur l'objectif à réaliser. Les méthodes de voisinage diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours de ces solutions voisines. [8]

### 3.5.2 Approche d'évolution Algorithmes Evolutionnaires

Les AE constituent une discipline impliquant la simulation du processus de l'évolution naturelle sur un ordinateur. Ceci peut être vu comme un processus d'optimisation où des individus évoluent dans le temps, afin de devenir de plus en plus adéquats à un environnement donné, le problème à résoudre. Les AE ont été appliqués avec succès à de nombreux problèmes où les algorithmes classiques d'optimisation, d'apprentissage et de conception automatisée sont incapables de produire des résultats satisfaisants. En général, les AE sont divisés en quatre saveurs principales : les algorithmes génétiques, la programmation génétique, les stratégies d'évolution et la programmation évolutionnaire.

## 3.6 Algorithmes de recherche Globale

### 3.6.1 Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont des méthodes d'optimisation basées sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle : Croisements, Mutations, Sélections, etc. La première utilisation de ces méthodes remonte à 1962 avec les travaux de John Holland sur les systèmes adaptatifs. L'ouvrage de David Goldberg a largement contribué à les vulgariser. [27]

Un algorithme génétique recherche le ou les optima d'une fonction objectif sur un espace de recherche donné. L'utilisation de ces algorithmes nécessite cinq ingrédients suivant :

1. **Une technique de codage d'individus.** Cette étape associe à chacun des points de l'espace de recherche une structure de données, appelée chromosome, qui comporte toute l'information liée à un individu. Il existe plusieurs techniques de codage telles que les *codages binaires*, qui ont été employés à l'origine et les *codages réels*, qui ont pris une large place, en particulier dans les domaines applicatifs, pour l'optimisation de problèmes à variable continues.
2. **Mécanisme de génération de la population initiale** Ce mécanisme génère une population, qui servira de population initiale pour les générations suivantes. Cette population doit être étendue sur tout le domaine de recherche ou sur un sous domaine bien défini, lorsque des informations relatives au problème sont disponibles. Le choix de la population initiale est très important car il peut impacter, en fonction du critère d'arrêt utilisé, le temps de résolution ou (et) la qualité de la solution.
3. **Une fonction objectif.** La fonction objectif, aussi appelée fonction de coût ou la fonction fitness, est le critère permettant d'évaluer un individu. Cette opération d'évaluation (ou calcul de l'aptitude) de chaque individu est nécessaire pour sélectionner l'ensemble des individus qui vont faire partie de la génération suivante (sélection) ou encore ceux qui vont être utilisés pour

reproduire de nouveaux individus (croisement) qui vont prendre place des mauvais individus dans la génération future.

4. **Des opérateurs.** Permettant de faire évoluer de la population initiale au fil des itérations (générations) vers une population plus adaptée, ou vers une population contenant l'individu le plus adapté, au problème d'optimisation. L'opérateur de sélection permet de garder les meilleurs individus, alors que les opérateurs de croisement et mutation permettent d'explorer l'espace de recherche en générant de nouveau individus.
5. **Des paramètres de dimensionnement :** Taille de la population, nombre total de générations ou critère d'arrêt, probabilités d'application des opérateurs de croisement et de mutation.

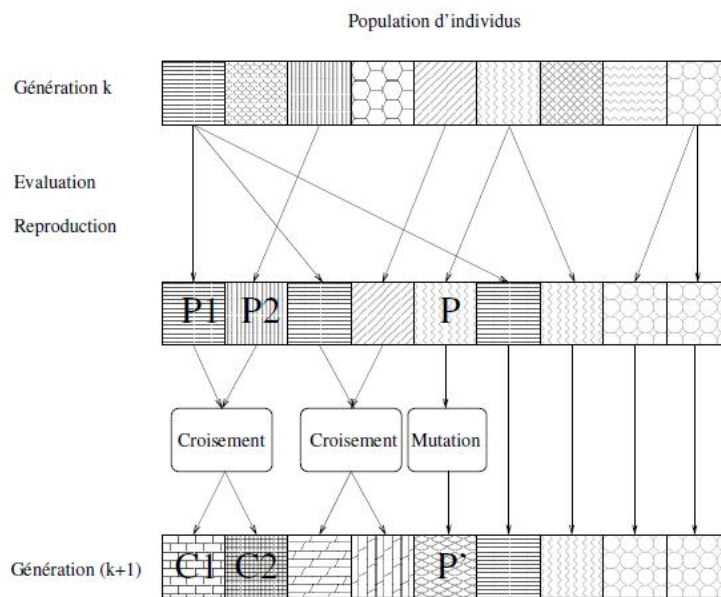


Figure 3.4 Principe général des algorithmes génétiques

Le processus itératif de résolution d'un problème d'optimisation par un algorithme génétique, commence par la génération d'une population initiale. Les opérateurs génétiques de croisement, mutation et sélection, permettent de passer d'une génération  $k$  à une autre génération  $k+1$ . L'opérateur de sélection permet de sélectionner les  $n$  meilleurs individus qui vont faire partie de la génération suivante. Des couples P1 et P2 de parents sont sélectionnés en fonction de leurs fitness. L'opérateur de croisement leur est appliqué avec une probabilité  $P_c$  (généralement de l'ordre de 0.6) pour générer des couples d'enfants C1 et C2. L'opérateur de mutation est ensuite appliqué à l'ensemble des nouveaux individus (sélectionnés ou générés par croisement) avec une probabilité  $P_m$  généralement très inférieure à  $P_c$ . la figure 3.4 présente le cas où les enfants et les individus mutés remplacent les parents.

Plusieurs critères d'arrêt peuvent être choisis ou combinés. Pour des considérations de temps de simulation, le nombre de génération (itération à exécuter) peut être fixé, néanmoins l'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus ou n'évolue plus suffisamment rapidement. D'autres critères peuvent être envisagés, comme le coût min (ou max) du meilleur individu.

### **Description détaillée Codage des données**

Historiquement, les premiers algorithmes génétiques utilisaient un codage binaire. Chaque point de l'espace de recherche peut être représenté sous forme de chaîne de bits contenant toute l'information nécessaire à sa description. L'intérêt de l'utilisation de ce type de codage relève de sa simplicité à effectuer des opérations de mutation et de croisement. C'est également en utilisant ce type de codage que les premiers résultats de convergence théorique ont été obtenus.

Cependant, ce type de codage n'est pas toujours bon. Deux éléments voisins en termes de distance de *Hamming* ne codent pas nécessairement deux éléments proches dans l'espace de recherche. Cet inconvénient peut être évité en utilisant un *codage de Gray*.

Pour des problèmes d'optimisation dans des espaces de grande dimension, le codage binaire peut rapidement devenir mauvais. Généralement, chaque variable est représentée par une partie de la chaîne de bits et la structure du problème n'est pas bien reflétée, l'ordre des variables ayant une importance dans la structure du chromosome, n'en a pas forcément dans la structure du problème.

Les algorithmes génétiques utilisant des vecteurs réels évitent ce problème en conservant les variables du problème dans le codage de l'élément de population, sans passer par le codage binaire intermédiaire. Certains les appellent *RCGA* (*Real Coded Genetic Algorithms*), d'autres parlent d'*algorithmes évolutionnaires*. La structure du problème est conservée dans le codage.

### **Génération aléatoire de la population initiale.**

Le choix de la population initiale d'individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace d'état est totalement inconnue, il est naturel d'engendrer aléatoirement des individus en faisant des tirages uniformes dans chacun des domaines associés aux composantes de l'espace d'état, en veillant à ce que les individus produits respectent les contraintes. Si par contre, des informations a priori sur le problème sont disponibles, il paraît bien évidemment naturel d'engendrer les individus dans un sous-domaine particulier afin d'accélérer la convergence. Dans l'hypothèse où la gestion des contraintes ne peut se faire directement, les contraintes sont généralement incluses dans le critère à optimiser sous forme de pénalités.

### **Gestion des contraintes.**

Gérer les contraintes en pénalisant la fonction *fitness* est difficile, un "dosage" s'impose pour ne pas favoriser la recherche de solutions admissibles au détriment de la recherche de l'optimum ou inversement.

Disposant d'une population d'individus non homogène, la diversité de la population doit être entretenue au cours des générations, afin de parcourir le plus largement possible l'espace d'état. C'est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation.

### **Opérateur de croisement.**

Le croisement a pour but d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes. Classiquement, les croisements sont envisagés avec deux parents et génèrent deux enfants.

Initialement, le croisement associé au codage par chaînes de bits est le croisement à découpage de chromosomes (slicing crossover). Pour effectuer ce type de croisement sur des chromosomes constitués de  $M$  gènes, on tire aléatoirement une position dans chacun des parents. On échange ensuite les deux sous-chaînes terminales de chacun des deux chromosomes, ce qui produit deux enfants  $C_1$  et  $C_2$  (figure 3.5).

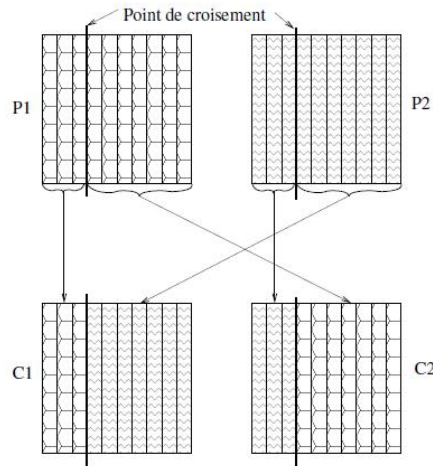


Figure 3.5 Opération de croisement

Ce principe peut être étendu en découpant le chromosome non pas en 2 sous chaînes mais en 3, 4, etc. (figure 3.6).

Ce type de croisement à découpage de chromosomes est très efficace pour les problèmes discrets. Pour les problèmes continus, un croisement “barycentrique” est souvent utilisé : deux gènes  $P_1(i)$  et  $P_2(i)$  sont sélectionnés dans chacun des parents à la même position  $i$ . Ils définissent deux nouveaux gènes  $C_1(i)$  et  $C_2(i)$  par combinaison linéaire :

$$\begin{cases} C_1(i) = \alpha P_1(i) + (1 - \alpha) P_2(i) \\ C_2(i) = (1 - \alpha) P_1(i) + \alpha P_2(i) \end{cases}$$

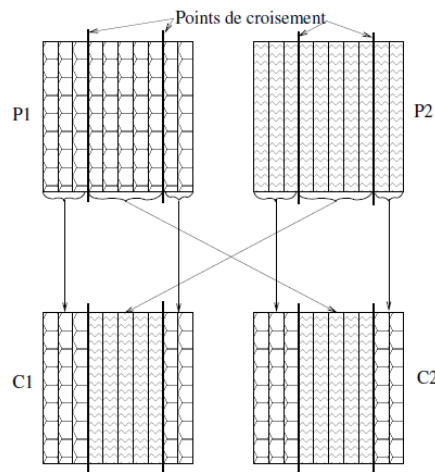


Figure 3.6 croisement à deux points



Où  $\alpha$  est un coefficient de pondération aléatoire adapté au domaine d'extension des gènes (il n'est pas nécessairement compris entre 0 et 1, il peut par exemple prendre des valeurs dans l'intervalle  $[-0.5, 1.5]$ , ce qui permet d'engendrer des points entre, ou à l'extérieur des deux gènes considérés) (voir figure 3.7). Dans le cas particulier d'un *chromosome matriciel* constitué par la concaténation de vecteurs, ce principe de croisement peut être étendu aux vecteurs constituant les gènes.

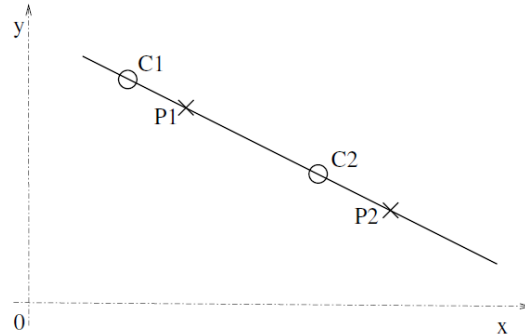


Figure 3.7 Croisement barycentrique

### Opérateur de mutation

L'opérateur de mutation apporte aux algorithmes génétiques la propriété d'ergodicité de parcours d'espace. Cette propriété indique que l'algorithme génétique sera susceptible d'atteindre tous les points de l'espace d'état, sans pour autant les parcourir tous dans le processus de résolution. Ainsi en toute rigueur, l'algorithme génétique peut converger sans croisement, et certaines implémentations fonctionnent de cette manière. Les propriétés de convergence des algorithmes génétiques sont donc fortement dépendantes de cet opérateur sur le plan théorique.

Pour les problèmes discrets, l'opérateur de mutation consiste généralement à tirer aléatoirement un gène ou un ensemble de gènes dans le chromosome et à le remplacer par une valeur aléatoire (voir figure 3.8). Si la notion de distance existe, cette valeur peut être choisie dans le voisinage de la valeur initiale.

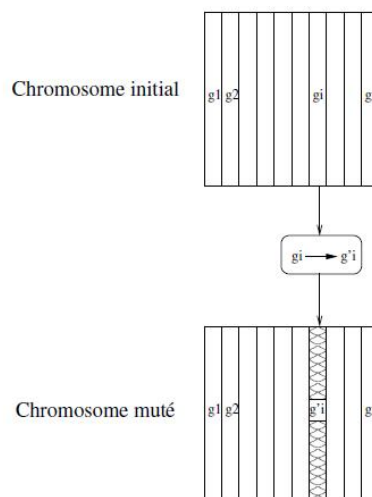


Figure 1.8 Principe de l'opérateur de mutation

Les problèmes continus sont traités aussi un peu de la même manière en tirant aléatoirement un gène dans le chromosome, auquel un bruit, généralement gaussien, est ajouté. L'écart-type de ce bruit est difficile à choisir a priori.

### Principes de sélection.

A l'inverse d'autres techniques d'optimisation, les algorithmes génétiques ne requièrent pas d'hypothèse particulière sur la régularité de la fonction objective. L'algorithme génétique n'utilise notamment pas ses dérivées successives, ce qui rend son domaine d'application très vaste. Aucune hypothèse sur la continuité n'est non plus requise. Néanmoins, dans la pratique, les algorithmes génétiques sont sensibles à la régularité des fonctions qu'ils optimisent.

Le peu d'hypothèses requises permet de traiter des problèmes très complexes. La fonction à optimiser peut ainsi être le résultat d'une simulation. La sélection permet d'identifier statistiquement les meilleurs individus d'une population et d'éliminer les mauvais. Dans la littérature, il existe un nombre important de principes de sélection plus ou moins adaptés aux problèmes qu'ils traitent. Les deux principes de sélection suivants sont les plus utilisés :

- *Roulette wheel selection*
- *Stochastic remainder without replacement selection*

Le principe de Roulette de sélection consiste à associer à chaque individu un segment dont la longueur est proportionnelle à sa fitness. On reproduit ici le principe de tirage aléatoire utilisé dans les roulettes de casinos avec une structure linéaire. Ces segments sont ensuite concaténés sur un axe que l'on normalise entre 0 et 1. On tire alors un nombre aléatoire de distribution uniforme entre 0 et 1, puis on "regarde" quel est le segment sélectionné. Avec ce système, les grands segments, c'est-à-dire les bons individus, seront plus souvent choisis que les petits. Lorsque la dimension de la population est réduite, il est difficile d'obtenir en pratique l'espérance mathématique de sélection, en raison du peu de tirages effectués. Un biais de sélection plus ou moins fort existe suivant la dimension de la population.

La *Stochastic remainder without replacement selection* évite ce genre de problème et donne de bons résultats. Pour chaque élément  $i$ , on calcule le rapport  $r_i$  de sa fitness sur la moyenne des fitness. Soit  $e(r_i)$  la partie entière de  $r_i$ , chaque élément est reproduit exactement  $e(r_i)$  fois. La *roulette wheel selection* précédemment décrite est appliquée sur les individus affectés des fitness  $r_i - e(r_i)$ . Lorsque des populations de faible taille sont utilisées, ce principe de sélection s'avère généralement efficace dans les applications pratiques.

### Algorithme Standard

#### Début

Initialisation des paramètres l'algorithme génétique  
 (Popsiz, Maxiter, Mutrate, Selection, Mincost)  
 Génération aléatoire de la population initiale  
 Calcul de la fonction fitness de chaque individu  
 $s^* \leftarrow$  meilleur individu de la population initiale  
 $iter = 0$   
**Tant que** ( $iter < Maxiter$ ) **Faire**  
 $iter = iter + 1$

```

    Appliquer l'opérateur de sélection
    Appliquer l'opérateur de croisement
    Appliquer l'opérateur de mutation
    Calculer la fonction fitness de chaque individu
     $s' \leftarrow \text{meilleur individu de la population initiale}$ 
    si  $f(s') < f(s^*)$  alors
         $s^* \leftarrow s'$ 
    fin si
fin tant que
Retourner  $s^*$ 
fin

```

### 3.6.2 Stratégies d'Evolution

La famille des algorithmes connus sous le nom de « *Stratégies Evolutive (SE)* » a été développée par Ingo Rechenberg et Hans-Paul Schwefel à l'Université Technique de Berlin aux années 60. SE emploie une simple procédure pour la sélection d'individu appelée « Sélection Troncature » et (généralement) utilise seulement la mutation comme l'opérateur de déplacement (ou d'ajustement).

Parmi les algorithmes SE les plus simples, l'algorithme  $(\mu, \lambda)$ . Au départ l'algorithme commence avec une population généralement de  $\lambda$  individus, générés aléatoirement. La fitness de chaque individu sera ensuite évaluée, et seuls les  $\mu$  bons individus seront conservés, cependant, les restants (les  $(\lambda - \mu)$  individus moins bons) seront abandonnés (supprimer). Chacun des  $\mu$  individus les plus aptes obtenus produiront  $\lambda / \mu$  enfants par le biais d'une mutation ordinaire. A cette étape,  $\lambda$  nouveaux enfants sont créés, et les meilleurs nouveaux enfants remplaceront les parents abandonnés.

#### Algorithme

```

1-début
1:  $\mu \leftarrow$  nombre de parents sélectionnés
2:  $\lambda \leftarrow$  nombre d'enfants générés par les parents
3:  $P \leftarrow \{\}$ 

4: Faire pendant  $\lambda$  fois
    5:  $P \leftarrow P \cup \{\text{nouvel individu au hasard}\}$ 
    6: Meilleur  $\leftarrow *$ 
7: répéter

8: pour chaque individu  $P_i \in P$  faire
    9: évaluer la fitness ( $P_i$ )
    10: si Meilleur =  $*$  ou Fitness ( $P_i$ ) > Fitness (Meilleur) =>
    11: Meilleur  $\leftarrow P_i$ 

12:  $Q \leftarrow$  Sélection des  $\mu$  solutions dont la fitness est plus grande
13:  $P \leftarrow \{\}$  Jointure est faite simplement en remplaçant  $P$  par les enfants
14: Faire pour Chaque individu  $Q_j \in Q$ 
    15: Pour  $\lambda/\mu$  Fois faire
    16:  $P \leftarrow P \cup \{\text{Muté (Copy}(Q_j))\}$ 

```

17: Jusqu'à Meilleur est la solution idéale ou dépassement de temps.

18: Retourner Meilleur

### 3.6.3 Programmation évolutionnaire.

La programmation évolutionnaire (PE) a été développée par L.J. Fogel dans les années 1960 et reprise par D.B. Fogel et d'autres chercheurs dans les années 1990. La PE a été initialement conçue dans le but de faire évoluer des machines à états finis et a été par la suite étendue aux problèmes d'optimisation de paramètres. Cette approche met l'accent sur la relation entre les parents et leurs descendants plutôt que de simuler des opérateurs génétiques d'inspiration naturelle. Contrairement aux trois autres AE classiques, la PE n'utilise pas une représentation spécifique mais plutôt un modèle évolutionnaire de haut niveau, jumelé à une représentation et à un opérateur de mutation directement appropriés au problème à résoudre. Pour effectuer de la PE, une population de  $\mu$  solutions potentielles au problème est d'abord générée aléatoirement. Chaque individu  $i$  de la population produit  $\lambda$  descendants résultant de mutations. Une opération de sélection naturelle est alors appliquée afin de former une nouvelle population de  $\mu$  individus. Le processus de mutation - sélection est répété itérativement jusqu'à ce qu'une solution acceptable soit trouvée. [28]

### 3.6.4 Programmation Génétique.

La programmation génétique (G, Genetic Programming), est amenée à maturité par J.Koza, en Californie, USA. Apparue initialement comme sous-domaine des AGs, La PG est devenue une branche à part entière (Conférence, journal, . . .). La spécificité de PG est l'espace de recherche, un espace de programmes le plus souvent représentés sous forme d'arbres. PG cherche (et réussit parfois !) à atteindre un des vieux rêves des programmeurs, "*écrire le programme qui écrit le programme*". les moteurs d'évolution utilisés sont souvent de types *SSGA* (Steady-state GA), mais avec des tailles de population énormes. et les tendances récentes sont pour PG. . . la parallélisations systématique et sur de grosses grappes de stations. Ainsi, les résultats récents les plus spectaculaire obtenus par Koza l'ont été avec des populations de plusieurs centaines de milliers d'individus, utilisant le modèle en îlots (une population par processeur, avec migration régulière des meilleurs individus entre processeurs voisins) sur des grappes Beowulf.

## 3.7 Algorithmes de Recherche locale.

### 3.7.1 La Recherche Tabou.

#### Historique.

Bien que son origine remonte à 1977, la RT n'est proposée qu'au milieu des années 80 par Fred Glover. Cette Méthode est développée essentiellement pour surmonter le problème des optima locaux par l'utilisation de listes taboues (Principe de Mémoire).

#### Principe

La Recherche Tabou est une Métaheuristique de recherche Locale. Elle consiste à explorer le voisinage d'une solution initiale et à choisir la position dans ce voisinage qui minimise la fonction objectif. Pour éviter de se piéger dans un optimum local, cette Métaheuristique poursuit la recherche même lorsqu'un optimum local est rencontré, et ce, en permettant des déplacements qui n'améliorent pas la solution et en utilisant le principe de mémoire pour éviter les retours en arrière (mouvements cycliques).

### Mémoire :

Elle est représentée par une liste taboue qui contient les mouvements qui sont temporairement interdits (Mouvements interdits ou solutions interdites), Son rôle évolue au cours de la résolution : diversification (exploration de l'espace des solutions) vers intensification

### Exception Aux Interdictions :

Il est possible de violer une interdiction lorsqu'un mouvement interdit permet d'obtenir la meilleure solution enregistrée jusqu'à maintenant

### Algorithme

#### début

Déterminer une configuration aléatoire  $s_0$

$nb_{iter} = 0$

$meilleur = 0$

Initialiser les valeurs de repêchage  $A_i \leftarrow \infty$

Initialiser les listes taboues  $T_j \leftarrow \emptyset$

Initialiser  $max_{iter}$  le nombre d'itération entre deux améliorations de  $s^*$

$s \leftarrow s_0$

$s^* \leftarrow s$

***tant que*** ( $nb_{iter} - meil_{iter} < max_{iter}$ ) ***et*** ( $N(s) - T \neq \emptyset$ ) ***faire***

$nb_{iter} \leftarrow nb_{iter} + 1$

Générer  $V^*$  un sous-ensemble de  $N(s)$

Choisir la meilleur solution  $s'$  de  $V^*$  parmi celles non taboues et celles vérifiant l'aspiration

***si***  $f(s') < f(s^*)$  ***alors***

$s^* \leftarrow s'$

$meil_{iter} \leftarrow nb_{iter}$

***fin si***

Mettre à jour les valeurs de repêchage  $A_i$

Mettre à jour la liste taboue  $T_j$

$s \leftarrow s'$

***fin tant que***

Retourner  $s^*$

#### fin

### 3.7.2 Le Recuit Simulé

#### Historique :

Ce processus est utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide. Ceci consiste à atteindre un état d'énergie minimale qui correspond à une structure stable du métal. En partant d'une haute température à laquelle la matière est devenue liquide. La phase de refroidissement conduit la matière à retrouver sa forme solide par une diminution progressive de la température.

Le recuit simulé est la première méta-heuristique qui a été proposée, développé par plusieurs chercheurs au milieu des années 80, cette méta-heuristique retrouve son origine de l'expérience de Metropolis dans les années 50 pour simuler l'évolution du processus de recuit physique.

### Principes Généraux

L'idée est d'effectuer un mouvement selon une distribution de probabilité qui dépend de la qualité des différents voisins. En partant d'une solution initiale  $S$  et une température  $T$  élevée (et qui décroît au fil des itérations), l'algorithme explore les solutions voisines en remplaçant  $S$  par une nouvelle solution  $R$ . Ce remplacement obéit à une probabilité  $P(t,R,S)$  :

$$P(T, R, S) = e^{\frac{\text{Quality}(R) - \text{Quality}(S)}{T}}$$

Au fil des itérations, les meilleurs voisins ont une probabilité plus élevée d'être accepté alors que les moins ont une faible probabilité. A une température élevée, tous les voisins ont à peu près la même probabilité d'être acceptés, cette probabilité commence à devenir faible avec la diminution de la température, et un mouvement déradant la fonction objectif aura une faible probabilité d'être choisi.

### Schéma de refroidissement

La température est le paramètre de contrôle principal de la méthode du recuit simulé. Les trois caractéristiques de la température sont :

- La valeur initiale  $T_0$ ;
- La fonction de décroissement  $D(T)$ ;
- La fonction de la longueur d'un palier  $P(l)$

Ces paramètres constituent le schéma de refroidissement.

### Longueur du palier

La longueur du palier détermine le nombre de solutions visitées à une température donnée. Elle correspond au temps nécessaire pour que l'équilibre thermodynamique soit atteint. Un des modèles les plus fréquents consiste à modifier la longueur du palier à chaque température selon le schéma [9] :

$$P(l) = \gamma l$$

Avec

$$\gamma > 0$$

De cette manière, le nombre d'itérations de l'algorithme de Metropolis augmente lorsque la température décroît et le nombre de transition vers des solutions de moins bonne qualité diminue.

### Algorithme [29].

#### Début

Déterminer une configuration aléatoire  $s_0$

Calculer la température initiale  $T_0$

Choisir une longueur de palier initiale  $l_0$

$nb_{iter} \leftarrow 0$

## Chapitre III

```
nbmouv ← 0
s ← s0
s* ← s
T ← T0
compteur ← l
Tant que(nbmouv < nbmax)
    tant que (compteur ≠ 0) faire
        Déterminer aléatoirement s' ∈ N(s) tel que s' ≠ s
        Δf = f(s') - f(s)
        si(Δ ≤ 0) ou ((Δ > 0) et (pob e-Δf/T acceptée)) alors
            s ← s'
            si(f(s') ≤ f(s)) alors
                s ← s'
        fin si
        nbmouv ← nbmouv + 1
    fin si
    nbiter ← nbiter + 1
    compteur ← compteur - 1
fin tant que
    T ← D(T)
    l ← P(l)
    compteur ← l
fin tant que
Retourner s*
```

**fin**

### 3.8 Conclusion

Les techniques des méta-heuristiques, offre des solutions là où les méthodes numériques ne peuvent pas être adoptées. Elles peuvent trouver un optimum local ou global à un problème d'optimisation, toute fois, ce résultat peut être amélioré en utilisant des techniques hybrides qui combinent les avantages de la recherche local et global.

Dans le cadre de ce projet de mémoire, la méthode d'optimisation adoptée est l'algorithme génétique. Cette technique, qui est une technique de recherche globale, est déployée à la fois pour la recherche de l'Optimal Load Flow ainsi pour trouver la configuration optimal de FACTS à installer. Toutefois ces deux derniers problèmes ne peuvent pas être traités sans le calcul du Load Flow. Le chapitre suivant sera consacré aux méthodes de calcul du Load Flow et Optimal Load Flow.

## Chapitre IV. Load Flow, Optimal Load Flow

### 4.1 Introduction

Les méthodes de calcul du Load-Flow sont extrêmement importantes pour l'évaluation de l'état d'un système de puissance, l'évaluation de son fonctionnement et sa commande, ainsi pour les études des futures extensions. [30]

Le calcul du Load-Flow commence par la spécification des charges en mégawatt et en mégavar de certains nœuds, et des puissances produites et des amplitudes des tensions des nœuds restants avec, à la fois, la description complète du système incluant ses impédances. L'objectif est de déterminer la tension nodale complexe à partir de laquelle toutes les autres quantités comme le flux dans les lignes, les courants et les pertes peuvent être dérivés.

En termes mathématiques, le problème peut être réduit à un ensemble d'équations non linéaires où les composantes réelles et imaginaires des tensions nodales sont les variables. Le nombre d'équations est égal à deux fois le nombre de nœuds. Les non-linéarités peuvent grossièrement être classées comme étant de nature quadratique. La Technique de gradient et la technique de relaxation sont les seules méthodes existantes pour la résolution de ces systèmes. [31]

Le résultat d'un problème de flux de puissance indique, à l'opérateur ou à un planificateur d'un système de puissance, les charges dans les lignes, les tensions aux différents bus, la puissance générée et les pertes et là où les limites sont dépassées. Aujourd'hui, ce problème de calcul du Load Flow peut être efficacement traité sur l'ordinateur pour pratiquement n'importe quelle taille de système.

### 4.2 Calcul du Load-Flow.

#### 4.2.1 La Méthode Gauss-Seidel.

L'algorithme Gauss-Seidel est une méthode numérique itérative qui tente de trouver une solution au système d'équations non linéaires, par une résolution itérative.[30] Une itération consiste à corriger une à une les tensions de l'ensemble des « n-1 » nœuds du réseau, à partir de l'équation(4.6) puis d'en déduire les nouvelles estimations des  $P_i$  et  $Q_i$  inconnus. Quand les tensions des « n-1 » nœuds ont été corrigées une première fois, un nouveau cycle recommence. Les itérations sont à répéter jusqu'à ce que la solution soit à un niveau acceptable lié à une erreur itérative prédéterminée.

Pour les nœuds de tension (dont la valeur du module de la tension est imposée), seule l'argument de la tension (la phase) est retenu cependant que la valeur initiale du module de la tension est conservée. Le processus itératif d'un calcul de répartition de puissance peut converger vers une solution qui, physiquement, ne présente pas d'intérêt ( $U_i \approx 0.2pu$ ). Ce cas risque de se présenter lorsque les valeurs estimées des tensions sont très différentes des valeurs réelles.

Le courant parcourant un bus est représenté par l'équation suivante.

$$I = Y_{bus}V_{bus} \quad (4.1)$$

Où  $I$  est le courant,  $V$  est la tension et  $Y$  est la matrice d'admission de bus. Le  $K^{ème}$  (de  $N$ ) courant nodale est :



$$\begin{pmatrix} I1 \\ I2 \\ \dots \\ Ik \\ \dots \\ IN \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y11 & Y21 & \dots & Yk1 & \dots & YN1 \\ Y12 & Y22 & \dots & Yk2 & \dots & YN2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y1k & \dots & \dots & Ykk & \dots & YNk \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \vdots \\ Y1N & \dots & \dots & YkN & \dots & YNN \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \\ \dots \\ Vk \\ \dots \\ VN \end{pmatrix}$$

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (4.2)$$

Qui peut être étendu dans le formulaire ci-dessous

$$I_k = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{n=1 \\ k \neq n}}^N Y_{kn} V_n \quad (4.3)$$

Une réorganisation de l'équation (4.3) donne :

$$V_k = \frac{I_k}{Y_{kk}} - \frac{1}{Y_{kk}} \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (4.4)$$

Avec la puissance complexe au nœud donnée, l'équation (4.4) deviendra :

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right) \quad (4.5)$$

Puisque la méthode de Gauss-Seidel est une procédure itérative, l'équation (4.5) donne le résultat suivant :

$$\overline{V_k^{v+1}} = \frac{1}{\overline{Y_{kk}}} \left( \frac{P_k^{\text{imp}} - jQ_k^{\text{imp}}}{\overline{V_k^{v*}}} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N (\overline{Y_{kn}} \cdot \overline{V_n}) \right) \quad (4.6)$$

#### 4.2.2 Méthode de Newton-Raphson.

La méthode Newton Raphson est la plus sophistiquée et la plus importante méthode pour la résolution des études du load flow particulièrement pour les réseaux de puissance complexes. La méthode Newton Raphson est basée sur les séries de Taylor (*la linéarisation séquentielle*) et les dérivées partiales. La forme générale du problème est :

Trouver  $\mathbf{x}$ , sachant que  $\mathbf{f}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{0}$

Pour chaque Estimation de  $\hat{\mathbf{x}}$ ,  $\mathbf{x}^{(v)}$  définit

$$\Delta \mathbf{x}^{(v)} = \hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}^{(v)}$$

<sup>(v)</sup> Indice d'itération.

La représentation de  $\mathbf{f}(\hat{\mathbf{x}})$  par la série de Taylor donne :

$$f(\hat{x}) = f(x^{(v)}) + \frac{df(x^{(v)})}{dx} \Delta x^{(v)} + \frac{1}{2} \frac{d^2 f(x^{(v)})}{dx^2} (\Delta x^{(v)})^2 + \text{termes d'ordre élevé}$$

$f(\hat{x})$  est approximée en négligeant tous les termes à l'exception des deux premiers.

$$f(\hat{x}) \approx f(x^{(v)}) + \frac{df(x^{(v)})}{dx} \Delta x^{(v)}$$

Cette approximation linéaire est utilisée pour résoudre  $\Delta x^{(v)}$

$$\Delta x^{(v)} = - \left[ \frac{df(x^{(v)})}{dx} \right]^{-1} f(x^{(v)})$$

Résoudre la nouvelle estimation de  $\hat{x}$

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} + \Delta x^{(v)}$$

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - \left[ \frac{df(x^{(v)})}{dx} \right]^{-1} f(x^{(v)})$$

Exemple :

Utilisation de la méthode de Newton-Raphson pour résoudre l'équation  $f(x) = x^2 - 2 = 0$

$$\begin{aligned} \Delta x^{(v)} &= - \left[ \frac{df(x^{(v)})}{dx} \right]^{-1} f(x^{(v)}) \\ \Delta x^{(v)} &= - \left[ \frac{1}{2x^{(v)}} \right] ((x^{(v)})^2 - 2) \\ x^{(v+1)} &= x^{(v)} + \Delta x^{(v)} \end{aligned}$$

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - \left[ \frac{1}{2x^{(v)}} \right] ((x^{(v)})^2 - 2)$$

1<sup>ère</sup> Estimation de  $\hat{x}$  est  $x^{(0)}$  (valeur initiale)

Soit  $x^{(0)} = 1$

$$\begin{bmatrix} v & x^{(v)} & f(x^{(v)}) & \Delta x \\ 0 & 1 & -1 & 0.5 \\ 1 & 1.5 & 0.25 & -0.08333 \\ 2 & 1.41667 & 6.953 * 10^{-3} & -2.454 * 10^{-3} \\ 23 & 1.41422 & 6.024 * 10^{-6} & \end{bmatrix}$$

L'erreur de la solution diminue assez rapidement au fil des itérations, la méthode procède une convergence quadratique. Cependant les résultats des itérations dépendent des valeurs initiales choisies.

Critère d'arrêt d'itération :  $|f(x^{(v)})| < \varepsilon$

#### 4.2.2.1 Méthode N-R pour les multi-variables.

Ici, la méthode est généralisée pour supporter les cas où  $x$  est un vecteur multidimensionnel (dimension  $n$ ) et  $f(x)$  est une fonction de  $n$  dimensions.

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix}$$

$\hat{x}$  Définit la solution pour  $f(\hat{x}) = 0$  et  $\Delta x = \hat{x} - x$

La décomposition en série de Taylor donne :

$$\begin{aligned} f_1(\hat{x}) &= f_1(x) + \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} \Delta x_n + \text{termes d'ordre élevé} \\ &\vdots \\ f_n(\hat{x}) &= f_n(x) + \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_n} \Delta x_n + \text{termes d'ordre élevé} \end{aligned}$$

Ces équations peuvent être écrites d'une manière plus compacte par une forme matricielle

$$f(\hat{x}) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} + \text{termes d'ordre élevé}$$

### La matrice Jacobéenne.

La matrice carrée d'ordre n, des dérivées partiales est connue sous le nom, Matrice Jacobéenne.

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

La dérivation de la méthode N-R est similaire à cas scalaire.

$$f(\hat{x}) = f(x) + J(x)\Delta x + \text{termes d'ordre élevé}$$

$$f(\hat{x}) = 0 \approx f(x) + J(x)\Delta x$$

$$\Delta x \approx -J(x)^{-1}f(x)$$

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} + \Delta x^{(v)}$$

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - J(x)^{-1}f(x)$$

$$\text{Critère d'arrêt d'itération } |f(x^{(v)})| < \varepsilon$$

## Chapitre IV

Exemple :

Soit :  $x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$  tel que  $f(x) = 0$

$$f_1(x) = 2x_1^2 + x_2^2 - 8 = 0$$

$$f_2(x) = x_1^2 - x_2^2 + x_1x_2 - 4 = 0$$

La matrice Jacobéenne correspondante est :

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}$$

$$J(x) = \begin{bmatrix} 4x_1 & 2x_2 \\ 2x_1 + x_2 & x_1 - 2x_2 \end{bmatrix}$$

$$d'où : \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 4x_1 & 2x_2 \\ 2x_1 + x_2 & x_1 - 2x_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \end{bmatrix}$$

Arbitrairement les valeurs initiales sont :  $x^{(0)} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix}$

$$x^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 4 & 2 \\ 3 & -1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -5 \\ -3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.1 \\ 1.3 \end{bmatrix}$$

$$x^{(2)} = \begin{bmatrix} 2.1 \\ 1.3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 8.4 & 2.60 \\ 5.50 & -0.50 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 2.51 \\ 1.45 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.8284 \\ 1.2122 \end{bmatrix}$$

A chaque itération  $\|f(x)\|$  est comparée avec un  $\varepsilon$  qui représente une tolérance pour la solution.

Dans cet exemple  $\varepsilon$  est choisi égal à 0.2.

$$f(x^{(2)}) = \begin{bmatrix} 0.1556 \\ 0.0900 \end{bmatrix}$$

### 4.2.2.2 Application de la méthode Newton-Raphson dans un problème de répartition d'énergie («Power Flow »).

La puissance apparente injectée  $S$  dans un nœud peut s'écrire sous la forme :

$$S_i = V_i I_i^* = V_i \left( \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \right)^* = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^*$$

L'admittance  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$

La tension nodale  $V_i = |V_i| e^{j\theta_i} = |V_i| \angle \theta_i$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$e^{j\theta} = \cos \theta + j \sin \theta$$

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| e^{j\theta_{ik}} (G_{ik} - jB_{ik})$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) = P_{Gi} - P_{Di}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) = Q_{Gi} - Q_{Di}$$

$$x = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix} f(x) = \begin{bmatrix} P_2(x) - P_{G2} + P_{D2} \\ \vdots \\ P_n(x) - P_{Gn} + P_{Dn} \\ Q_2(x) - Q_{G2} + Q_{D2} \\ \vdots \\ Q_n(x) - Q_{Gn} + Q_{Dn} \end{bmatrix}$$

Le Power-Flow est résolu par la même procédure déjà discutée auparavant.

1<sup>ère</sup> itération ; v=0

Choix des valeurs initiales

Tantque :  $|f(x^{(v)})| > \varepsilon$

Faire

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - J(x)f(x^{(v)})$$

$$v = v + 1$$

Fin Tantque

La partie la plus complexe de l'algorithme de Newton-Raphson est la détermination de la matrice et la matrice inverse jacobéenne J(x).

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Les éléments jacobéens sont calculés par le calcul des dérivées partiales de chaque fonction par rapport à chaque variable.

$$f_1(x) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - P_{Gi} + P_{Di}$$

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_i| |V_k| (-G_{ik} \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (k \neq i)$$

#### 4.2.3 Estimation des valeurs de départ des méthodes itératives.

La méthode dite « *des courants continus* » est une méthode simple pour l'estimation du « Load-Flow ». Elle peut également servir pour l'estimation des valeurs de départ des méthodes décrites précédemment. Cette méthode est acceptable pour les réseaux aériens à haute tension car il est possible de négliger la résistance et la réactance transversale de la ligne devant la réactance longitudinale. Elle consiste à admettre que toutes les tensions sont, en module, égales à 1 pu (les écarts dans un réseau sain sont de l'ordre de quelque %) et que les déphasages aux extrémités des lignes sont faibles (quelques degrés). A partir de la formule 4.7, la puissance active circulant dans la ligne du nœud i vers le nœud k (en tenant compte des simplifications écrites) peut se réécrire :

$$P_i \approx 1^2 \cdot Y_{ii} \cos(90^\circ) + 1 \sum_{k \approx i}^n Y_{ik} \cdot 1 \cdot \cos(\delta_i - \delta_k - 90) \quad (4.7)$$

$$\approx 0 + \sum_{k \approx i}^n Y_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)$$

Soit

$$P_i \approx \sum_{k \approx i}^n \frac{\delta_i - \delta_k}{X_{ik}}$$

Où  $X_{ik}$  est la réactance de la ligne située entre les nœuds  $i$  et  $k$ .

En écrivant le système associé à l'expression, nous pouvons dès lors estimer les  $P_i$  est  $\delta_i$  inconnus.

Cette expression est analogue à la loi d'ohm :  $I = \frac{V_A - V_B}{R}$  en courant continu, où le nom de la méthode.

On peut également compléter cette méthode par une relation du type  $\Delta V \approx XQ$ , mais elle est plus approximative vu que  $Q$  est loin d'être constante entre deux nœuds voisins.

#### 4.2.4 Les Limites opérationnelles.

Dans le système de puissance réel, la plupart des variables utilisées dans les précédentes équations sont limitées. Ces limites ne peuvent être dépassées sans endommager le matériel ou entraîner l'instabilité du système ou l'insécurité de son état de fonctionnement[31]:

- Limites en puissance active (générateur) des nœuds PV.

$$P_{low_i} \leq P_{PV_i} \leq P_{high_i}$$

- Limites en tension pour un nœud PV ou PQ.

$$|V|_{low_i} \leq |V|_i \leq |V|_{high_i}$$

- Limites en position de prise d'un transformateur.

$$t_{low_i} \leq t_i \leq t_{high_i}$$

- Limites en angle de déphasage pour un transformateur.

$$\theta_{low_i} \leq \theta_i \leq \theta_{high_i}$$

- Limites en capacités ou réactance shunt.

$$S_{low_i} \leq S_i \leq S_{high_i}$$

- Limites en génération de puissance réactive pour un nœud PV.

$$Q_{min} \leq Q_{PVi} \leq Q_{max_i} \quad (30)$$

En réalité, les limites de la puissance réactives d'un générateur sont complexes et font l'objet de certaines dépendances. (30) représente une simplification des limites, cependant en adoptant les valeurs limites réels durant l'optimisation, les résultats seront d'une précision plus élevée.

- Limites supérieures pour le flux de puissance dans les lignes de transmission ou les transformateurs.

$$S_{ij} \leq S_{high_{ij}} \quad (31)$$

- Limites supérieures du courant dans les lignes de transmission ou les transformateurs.

$$I_{ij} \leq I_{high_{ij}}$$

- Limite d'angle de transport entre deux nœuds adjacents.

$$\theta_{\min_{ij}} \leq \theta_i - \theta_j \leq \theta_{\max_{ij}}$$

#### 4.2.5 Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson.

	Avantages	inconvénients
<b>Gauss-Seidel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simplicité de la technique</li> <li>• Petit besoin en mémoire de l'ordinateur</li> <li>• Moins de temps de calcul par itération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lenteur de la convergence résultant d'un plus grand nombre d'itérations.</li> <li>• Augmentation du nombre d'itération avec l'augmentation du nombre de bus.</li> </ul>
<b>Newton-Raphson</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nécessite moins de nombre d'itérations pour atteindre la convergence, et prend moins de temps de calcul.</li> <li>• Plus précis et pas sensible aux facteurs tels que la sélection de bus slack, la régulation transformateurs, etc.</li> <li>• le nombre d'itérations nécessaires à cette méthode est presque indépendant de la taille du système.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nécessite plus de calculs impliqués dans chaque itération et exige un grand temps de calcul par itération et une grande mémoire de l'ordinateur.</li> <li>• Technique de la solution difficile (programmation difficile)</li> </ul>

### 4.3 Optimal Power Flow.

Pour le planificateur et opérateur, une génération fixe correspond seulement à un instantané. La Planification et les exigences d'exploitation demandent très souvent un ajustement des puissances générées en fonction de certains critères. L'un des plus évidents est le minimum des coûts de production. L'application d'un tel critère prend immédiatement les puissances d'entrée et les tensions des nœuds comme des variables d'entrées qui doivent être déterminées de manière à ce qu'un minimum du coût de production et des pertes soit atteint.

A ce stade, ce n'est pas seulement les tensions des nœuds de charges qui sont inconnues, mais aussi les puissances et les tensions des nœuds générateurs, les états des gradins et réactances, les prises des régulateurs en charge des transformateurs ainsi les consignes des compensateurs FACTS qui doivent être déterminées. [31]

Il existe plusieurs méthodes classiques pour la résolution d'un problème d'OPF, mais plus récemment et en raison de l'incorporation des dispositifs Facts et la déréglementation du secteur d'énergie les problèmes d'OPF sont devenus complexes et d'autres techniques d'optimisation (tels que les techniques de l'intelligence artificiel) sont apparues. Les méthodes classiques celles les plus connues en littérature sont, la méthode Newton-Raphson (NR), la programmation linéaire (LP), la programmation quadratique, la programmation non linéaire (NLP). [32]

Dans le cadre de ce travail de mémoire, L'OPF sera limité à l'optimisation de la puissance réactive et des pertes par effet joule. Toutefois l'optimisation de la génération de puissance active ne sera pas traitée, et les puissances actives seront considérées comme des entrées au problème d'OPF.

### 4.4 Conclusion

Les méthodes Gauss-Seidel et Newton-Raphson sont les méthodes les plus connues pour la résolution d'un problème d'écoulement de puissance (Load-Flow). Néanmoins la méthode NR comporte des avantages sur le temps de résolution et le nombre d'itération, qui sont beaucoup plus faibles que ceux de la méthode GS dont le temps de résolution est proportionnel à la taille du réseau simulé. Toutefois la convergence des deux méthodes dépend des valeurs initiales des tensions qui peuvent être calculées par des méthodes telles que la méthode LoadFlow DC.

Les résultats du load-flow, indiquent les tensions dans les différents nœuds, les charges dans les lignes et transformateurs etc. Ces résultats permettent d'analyser l'état de fonctionnement d'un réseau de puissance et de constater les contraintes du régime permanent. Cependant plusieurs paramètres agissant sur les résultats de Load-Flow peuvent être variés d'une manière continue ou discrète dans une plage de consigne donnée. La résolution d'un problème d'Optimal Power Flow permet de trouver les valeurs de consignes de ces paramètres qui garantissent la minimisation des pertes et la maximisation de la sécurité d'exploitation.

Le chapitre suivant, sera abordera les programmes réalisés sur la plate forme Matlab pour la résolution du problème de load-flow. Finalement des simulations seront faites sur un réseau de test IEEE 24 bus.



## Chapitre V—Load-Flow – Etude de cas.

### 5.1. Introduction.

La recherche de la configuration optimale de Facts, à installer sur un réseau de puissance, nécessite l'appel de programmes secondaires pour évaluer la fitness d'une solution donnée. Un parmi ces programmes, le programme de calcul du Load-Flow.

Le calcul du Load-Flow d'un réseau de puissance donnée consiste à calculer les tensions nodales, les puissances transitant dans les lignes et transformateurs, ainsi les puissances réactives générées par les différents générateurs etc.

Dans la littérature, il existe deux méthodes de calcul de Load-Flow qui sont les plus célèbres, à savoir la méthode Gauss-Seidel et la méthode Newton-Raphson. Le présent chapitre présente les programmes de calcul de Load-Flow réalisés sur la plate forme Matlab, qui sont à base des deux dites méthodes. Finalement des simulations sont faites sur un réseau IEEE 24 bus et les résultats sont confirmés par le logiciel PSSE.

Les principales parties du programme de calcul du LF sont.

- Lecture de la base de données du réseau.
- Constitution de la matrice d'admittance Ybus.
- Lancement du programme de calcul des tensions nodales (GS ou NR).
- Calcul du Flux d'énergie S, P et Q dans les lignes et les transformateurs et les pertes totales.
- Calcul des coûts de pénalités sur les surcharges des lignes et transformateurs ainsi sur les écarts de tensions nodales par rapport aux tensions de références.
- Affichage des résultats.

### 5.2. Constitution de la matrice d'admittance.

La matrice d'admittance nodale ou la matrice d'admittance ou encore Y Matrice ou Ybus, est une matrice carrée d'ordre  $n$  décrivant le système de puissance constitué de  $n$  bus. Elle représente la matrice nodale des bus des systèmes de puissance. Chaque bus dans un système de puissance réel est généralement relié seulement à quelques autres bus à travers les lignes de transmission. La matrice Y est aussi l'une des données nécessaires à la formulation d'une étude d'écoulement de puissance.

Forme de la matrice d'admittance (5.1).

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

A partir du schéma unifilaire d'un système de puissance (réseau électrique), il ya trois principales étapes principales pour la création de la matrice d'admittance.

- 1- Conversion du schéma unifilaire en un diagramme d'impédance.
- 2- Conversion du diagramme d'impédance en diagramme d'admittance.
- 3- Calcul des admittances shunt et séries.

Les admittances shunt ou série sont calculées par la formule (5.2)

$$Y_{ij} = \begin{cases} y_{ii} + \sum_{i \neq j} y_{ij}, & \text{si } i = j \\ -y_{ij}, & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (5.2)$$

### 5.3. Condition d'arrêt et convergence de la solution.

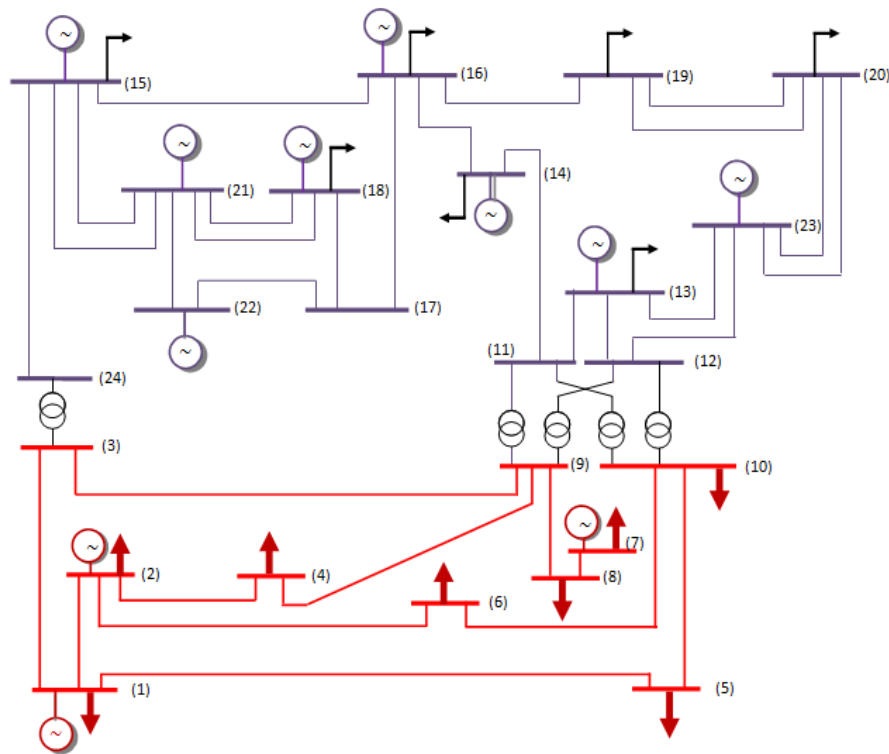
Deux conditions d'arrêt du programme (LF) sont rencontrées dans la littérature. La première méthode consiste à comparer les tensions de deux itérations successives et d'arrêter les itérations quand l'écart maximal de tension est inférieur à une valeur prédéfinie. La deuxième méthode calcule les puissances P et Q des nœuds PV et PQ par les formules (5.1) respectivement (5.2) en fonction des tensions nodales et les compare avec les valeurs connus (P, Q) de ces nœuds. Les itérations sont arrêtées lorsque l'écart maximal entre ces valeurs est inférieur à une valeur prédéfinie. Ce deuxième critère d'arrêt, à la différence avec le premier, permet aussi de détecter la convergence de la méthode.

$$Q_i = \text{imag}(V_i \text{conj} \left( \sum_{k \neq i}^n (\overline{Y_{ik}} \cdot \overline{V_k}) \right)) \quad (5.3)$$

$$P_i = \text{reel}(V_i \text{conj} \left( \sum_{k \neq i}^n (\overline{Y_{ik}} \cdot \overline{V_k}) \right)) \quad (5.4)$$

### 5.4. Simulation de load-flow.

#### 5.4.1. Réseau de teste.



Réseau IEEE 24 bus

Bus id	Type	Vs(pu)	Ang(deg)	Pg(pu)	Qg(pu)	Pload(pu)	Qload(pu)	Qmin(pu)	Qmax(pu)	Vn(pu)
1	2	1.05	0	1.72	0	1.08	0.22	-0.5	0.8	138
2	3	1	0	1.72	-0.5	0.97	0.2	-0.5	0.8	138
3	3	1	0	0	0	1.8	0.37	0	0	138
4	3	1	0	0	0	0.74	0.15	0	0	138
5	3	1	0	0	0	0.71	0.14	0	0	138
6	3	1.03	0	0	0	1.36	0.28	0	0	138
7	2	1.05	0	2.4	0	1.25	0.25	0	1.8	138
8	3	1	0	0	0	1.71	0.35	0	0	138
9	3	1	0	0	0	1.75	0.36	0	0	138
10	3	1.02	0	0	0	1.95	0.4	0	0	138
11	3	1	0	0	0	0	0	0	0	230
12	3	1	0	0	0	0	0	0	0	230
13	1	1.04	0	0	0	2.65	0.54	0	2.4	230
14	2	1	0	0	0	1.94	0.39	-0.5	2	230
15	2	1.01	0	2.15	0	3.17	0.64	-0.5	1.1	230
16	2	1.01	0	1.55	0	1	0.2	-0.5	0.8	230
17	3	1	0	0	0	0	0	0	0	230
18	2	1.03	0	4	0	3.33	0.68	-0.5	2	230
19	3	1	0	0	0	1.81	0.37	0	0	230
20	3	1	0	0	0	1.28	0.26	0	0	230
21	2	1.04	0	4	0	0	0	-0.5	2	230
22	2	1.04	0	3	0	0	0	-0.6	0.96	230
23	2	1.02	0	6.6	0	0	0	-1.25	3.1	230
24	3	1	0	0	0	0	0	0	0	230

Tableau 5.1- Extrait des données des nœuds du réseau de test à 24 bus.

Line id	from bus	To Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Smax (pu)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75
5	2	6	0.0497	0.192	0.052	1.75
6	3	9	0.0308	0.119	0.0322	1.75
7	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75
8	5	10	0.0228	0.0883	0.0239	1.75
9	6	10	0.0139	0.0605	2.459	1.75
10	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75
11	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75
12	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75
13	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5
14	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5
15	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5
16	12	23	0.0124	0.0966	0.203	5
17	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5
18	14	16	0.005	0.0389	0.0818	5
19	15	16	0.0022	0.0173	0.0364	5
20	15	21	0.0063	0.049	0.103	5
21	15	21	0.0063	0.049	0.103	5
22	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5
23	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5
24	16	19	0.003	0.0231	0.0485	5
25	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5
26	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5
27	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5
28	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5
29	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5
30	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5
31	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5
32	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5
33	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5

Tableau 5.2- Extrait des données des branches du réseau de test à 24 bus.

TR id	Bus A	Bus B	UbA	UbB	Rab	Xab	m
1	3	24	230	138	0.0023	0.0839	1.03
2	9	11	230	138	0.0023	0.0839	1.03
3	9	12	230	138	0.0023	0.0839	1.03
4	10	11	230	138	0.0023	0.0839	1.02
5	10	12	230	138	0.0023	0.0839	1.02

Tableau 5.3- Extrait des données des transformateurs du réseau de test à 24 bus.

Reactance shunt id	bus id	b (pu)
1	6	-1

Tableau 5.4- Extrait des données des réactances shunt du réseau de test à 24 bus.

### 5.4.2.Méthode Gauss-Seidel pour le calcul du load-flow.

L'algorithme Gauss-Seidel est une méthode numérique itérative qui tente de trouver une solution au système d'équations non linéaire, par une résolution itérative. Dans la suite, une présentation de l'algorithme adopté pour le calcul du Load-Flow par la méthode Gauss-Seidel.

#### 5.4.2.1. Algorithme

##### Début

Lecture de la base de données

Constitution de la matrice d'admittance

iter=0

i=0

**Tant que** StopCriterium=0 **faire**

iter=iter+1

**Faire pendant** N fois

i=i+1

**Si** TypeBus (i)=PQ **alors**

$$\overline{V}_i^{v+1} = \frac{1}{\overline{Y}_{ii}} \left( \frac{P_i^{\text{imp}} - jQ_i^{\text{imp}}}{\overline{V}_i^{v*}} - \sum_{k \neq i}^n (\overline{Y}_{ik} \cdot \overline{V}_k) \right)$$

**Fin si**

**Si** TypeBus(i)=PV **alors**

$$\overline{V}_i^{v+1} = \frac{1}{\overline{Y}_{ii}} \left( \frac{P_i^{\text{imp}} - jQ_i^{\text{imp}}}{\overline{V}_i^{v*}} - \sum_{k \neq i}^n (\overline{Y}_{ik} \cdot \overline{V}_k) \right)$$

$$\overline{V}_i^{v+1} = V_m \frac{\overline{V}_i^{v+1}}{|\overline{V}_i^{v+1}|}$$

$$Q_i = \text{imag}(V_i \text{conj} \left( \sum_{k \neq i}^n (\overline{Y}_{ik} \cdot \overline{V}_k) \right))$$

**fin si**

**fin faire pendant**

calculermismatch P, Q

**si** condition arrêt < tol **ou** iter=itermax

StopCriterium=1

**fin si**

**fin tant que**

**si** StopCriterium=1 **alors**

Calcul du flux dans les lignes et transformateurs

Affichage des résultats

**sinon**

« solution ne converge pas »

**fin si**

**fin**

### 5.4.2.2. Solution du load flow par la méthode Gauss-Seidel.

Pertes totales par effet joule : 52.25 Mw.

Nombre d'itération : 194

Temps de calcul : 133.00 (ms)

Mismatch P Q (pu)= 10e-3

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(Kv)
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR	
1	139.93	1.014	-7.47	172.00	75.38	108.00	22.00	138
2	138.84	1.006	-7.47	172.00	-50.00	97.00	20.00	138
3	134.35	0.974	-5.89	0.00	0.00	180.00	37.00	138
4	134.63	0.976	-10.00	0.00	0.00	74.00	15.00	138
5	137.84	0.999	-10.29	0.00	0.00	71.00	14.00	138
6	136.77	0.991	-12.85	0.00	0.00	136.00	28.00	138
7	138.00	1.000	-7.47	240.00	46.50	125.00	25.00	138
8	133.91	0.970	-11.44	0.00	0.00	171.00	35.00	138
9	135.97	0.985	-7.73	0.00	0.00	175.00	36.00	138
10	139.49	1.011	-9.84	0.00	0.00	195.00	40.00	138
11	226.53	0.985	-2.27	0.00	0.00	0.00	0.00	230
12	226.68	0.986	-1.61	0.00	0.00	0.00	0.00	230
13	230.00	1.000	0.00	188.81	83.78	265.00	54.00	230
14	230.00	1.000	2.01	0.00	100.09	194.00	39.00	230
15	231.15	1.005	11.56	215.00	79.01	317.00	64.00	230
16	232.30	1.010	10.39	155.00	62.53	100.00	20.00	230
17	233.27	1.014	15.13	0.00	0.00	0.00	0.00	230
18	234.60	1.020	16.61	400.00	97.04	333.00	68.00	230
19	233.42	1.015	8.91	0.00	0.00	181.00	37.00	230
20	236.67	1.029	9.58	0.00	0.00	128.00	26.00	230
21	234.60	1.020	17.48	400.00	49.66	0.00	0.00	230
22	230.00	1.000	23.74	300.00	-79.87	0.00	0.00	230
23	239.20	1.040	10.68	660.00	148.80	0.00	0.00	230
24	222.22	0.966	5.22	0.00	0.00	0.00	0.00	230

Total :

2902.81	612.91	2850.00	580.00
---------	--------	---------	--------

Tableauf 5.5- Résultats des nœuds

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax	CPL
			S	P	Q	S	P	Q			
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR			
1	1	2	33.8	11.2	31.87	79.26	-11.11	-78.48	0.08	175	0.45
2	1	3	19.9	-7.3	18.54	24.35	7.61	-23.13	0.27	175	0.14
3	1	5	60.2	60.1	2.97	59.37	-59.32	-2.31	0.77	175	0.34
4	2	4	40.3	38.1	13.40	40.27	-37.51	-14.67	0.54	175	0.23
5	2	6	48.3	48.1	-4.92	47.10	-46.92	4.12	1.14	175	0.28
6	3	9	27.5	22.0	-16.41	26.01	-21.79	14.20	0.23	175	0.16
7	4	9	36.5	-36.5	-0.33	36.88	36.87	-0.92	0.38	175	0.21
8	5	10	16.5	-11.7	-11.69	15.10	11.74	9.50	0.06	175	0.09
9	6	10	157.9	-89.1	-130.35	143.12	90.23	-111.10	1.14	175	0.90
10	7	8	117.0	115.0	21.50	113.76	-112.81	-14.68	2.18	175	0.67
11	8	9	37.0	-37.0	-0.14	37.63	37.59	-1.73	0.62	175	0.22
12	8	10	29.3	-21.2	-20.18	27.57	21.58	17.15	0.35	175	0.17
13	11	13	87.6	-84.4	-23.65	86.63	84.85	17.48	0.47	500	0.18
14	11	14	176.9	-176.6	-10.47	178.94	178.29	15.26	1.74	500	0.36
15	12	13	66.4	-61.1	-26.09	63.98	61.31	18.29	0.26	500	0.13
16	12	23	226.5	-226.2	-12.04	236.46	232.69	42.07	6.53	500	0.47

17	13	23	222.4	-222.4	-5.98	229.79	227.84	29.84	5.49	500	0.46
18	14	16	375.1	-372.3	45.83	379.36	379.36	0.80	7.06	500	0.76
19	15	16	121.9	113.7	-44.13	121.22	-113.36	42.96	0.32	500	0.24
20	15	21	214.9	-214.9	2.84	217.98	217.80	9.04	2.88	500	0.44
21	15	21	214.9	-214.9	2.84	217.98	217.80	9.04	2.88	500	0.44
22	15	24	220.6	214.0	53.47	214.31	-210.78	-38.74	3.27	500	0.44
23	16	17	323.8	-321.9	35.35	325.62	325.30	-14.26	3.40	500	0.65
24	16	19	116.7	110.8	-36.59	115.75	-110.44	34.66	0.40	500	0.23
25	17	18	187.5	-186.7	-16.64	188.27	187.36	18.42	0.61	500	0.38
26	17	22	142.0	-138.6	30.91	144.93	141.39	-31.84	2.76	500	0.29
27	18	21	60.5	-60.2	5.30	61.17	60.34	-10.06	0.12	500	0.12
28	18	21	60.5	-60.2	5.30	61.17	60.34	-10.06	0.12	500	0.12
29	19	20	50.3	-35.3	-35.83	45.14	35.41	27.99	0.11	500	0.10
30	19	20	50.3	-35.3	-35.83	45.14	35.41	27.99	0.11	500	0.10
31	20	23	107.5	-99.4	-40.99	106.88	99.73	38.44	0.30	500	0.22
32	20	23	107.5	-99.4	-40.99	106.88	99.73	38.44	0.30	500	0.22
33	21	22	164.6	-156.3	51.69	165.73	158.62	-48.02	2.33	500	0.33

Total: 49.22

Tableau 5.6- Résultats des branches.

TR	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule
			S	P	Q	S	P	Q	
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	
1	3	24	209.7	-209.65	2.54	214.31	210.78	38.74	1.13
2	9	11	110.1	-107.41	-24.22	113.37	107.72	35.34	0.30
3	9	12	122.5	-120.26	-23.33	126.21	120.64	37.09	0.38
4	10	11	154.1	-152.64	21.52	153.20	153.20	-1.22	0.56
5	10	12	167.5	-165.91	22.93	166.57	166.57	1.04	0.66

-----  
Total : 3.03

Tableau 5.7 - Résultats des transformateurs.

### 5.4.3.Méthode Newton-Raphson pour le calcul du load-flow.

La méthode Newton Raphson est la plus importante méthode pour la résolution du problème d'écoulement de puissance. Elle est basée sur les séries de Taylor et les dérivées partielles. Cette méthode consiste à calculer les tensions nodales par une résolution itérative du système d'équation (5.12). Parmi les importantes étapes de cette méthode est la formation de la matrice jacobéenne.

#### 5.4.3.1. Constitution de la matrice jacobéenne.

Comme, c'est déjà vu aux chapitres précédents, la méthode Newton-Raphson consiste à calculer les tensions (module et phase) des nœuds d'un réseau donnée. Ces nœuds appartiennent à trois types, (PV, PQ, slack bus). Chaque nœud PQ possède deux inconnus (module et phase de la tension), alors qu'un nœud PV possède un seul inconnu qui est la phase de la tension. Le nœud de référence ou le bus slack n'a aucun inconnu. Le nombre d'inconnus dans ce cas devient égal à deux fois le nombre de bus PQ plus une fois le nombre de bus PQ.

Un nœud PQ ajoute au système d'équations deux lignes

$$\begin{cases} f_1(x) = P_i - P_{Gi} + P_{Di} = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - P_{Gi} + P_{Di} \\ f_2(x) = Q_i - Q_{Gi} + Q_{Di} = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \end{cases} \quad (5.5)$$

## Chapitre V

Un nœud PV ajoute au système d'équation une ligne

$$f_3(x) = P_j - P_{Gj} + P_{Dj} = \sum_{k=1}^n |V_j| |V_k| (G_{jk} \cos \theta_{jk} + B_{jk} \sin \theta_{jk}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (5.6)$$

La formation de la matrice jacobéenne nécessite le calcul des dérivées partielles

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial \theta_j}, \frac{\partial f_1(x)}{\partial V_j}, \frac{\partial f_2(x)}{\partial \theta_j}, \frac{\partial f_2(x)}{\partial V_j}$$

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial \theta_i} = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (-G_{ik} \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.7)$$

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial V_i} = \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (5.8)$$

$$\frac{\partial f_2(x)}{\partial \theta_i} = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (-G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.9)$$

$$\frac{\partial f_2(x)}{\partial V_i} = \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} - B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (5.10)$$

La matrice jacobéenne est de la forme suivante :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Le système d'équation peut être représenté par (5.12)

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \dots \\ \theta_n \\ V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \dots \\ \theta_n \\ V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_n \\ Q_1 \\ Q_2 \\ \dots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

### 5.4.3.2. Algorithme

#### Début

Lecture de la base de données

Constitution de la matrice d'admittance

Constitution de la matrice Jacobéenne

$iter=0$

$i=0$

**Tant que**  $StopCriterium=0$  **faire**

$iter=iter+1$

calculer les amplitudes  $V$  et phases ( $\theta$ ) (équation 5.12)

calculer mismatch  $P, Q$

si condition arrêt  $< tol$  ou  $iter=itermax$

$StopCriterium=1$

**fin si**

**fin tant que**

si  $StopCriterium=1$  alors

Calcul du flux dans les lignes et transformateurs

Affichage des résultats

**sinon**

« solution ne converge pas »

**fin si**

**fin**

### 5.4.3.3. Solution du load flow par la méthode Newon-Raphson.

Pertes totales par effet joule : 52.27 Mw.

Nombre d'itération : 3

Temps de calcul: 52 (ms)

Mismatch  $P, Q$  (pu) =  $10e-3$

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(Kv)
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR	
1	139.93	1.014	-7.46	172.00	75.37	108.00	22.00	138
2	138.84	1.006	-7.46	172.00	-50.00	97.00	20.00	138
3	134.35	0.974	-5.88	0.00	0.00	180.00	37.00	138
4	134.63	0.976	-9.99	0.00	0.00	74.00	15.00	138
5	137.84	0.999	-10.28	0.00	0.00	71.00	14.00	138
6	136.77	0.991	-12.84	0.00	0.00	136.00	28.00	138
7	138.00	1.000	-7.46	240.00	46.49	125.00	25.00	138
8	133.91	0.970	-11.43	0.00	0.00	171.00	35.00	138
9	135.97	0.985	-7.72	0.00	0.00	175.00	36.00	138
10	139.49	1.011	-9.83	0.00	0.00	195.00	40.00	138
11	226.53	0.985	-2.26	0.00	0.00	0.00	0.00	230
12	226.68	0.986	-1.61	0.00	0.00	0.00	0.00	230
13	230.00	1.000	0.00	188.27	83.86	265.00	54.00	230
14	230.00	1.000	2.02	0.00	100.11	194.00	39.00	230
15	231.15	1.005	11.57	215.00	79.02	317.00	64.00	230
16	232.30	1.010	10.41	155.00	62.55	100.00	20.00	230
17	233.27	1.014	15.15	0.00	0.00	0.00	0.00	230
18	234.60	1.020	16.62	400.00	97.03	333.00	68.00	230
19	233.42	1.015	8.92	0.00	0.00	181.00	37.00	230
20	236.67	1.029	9.59	0.00	0.00	128.00	26.00	230
21	234.60	1.020	17.50	400.00	49.65	0.00	0.00	230
22	230.00	1.000	23.75	300.00	-79.86	0.00	0.00	230
23	239.20	1.040	10.68	660.00	148.83	0.00	0.00	230
24	222.22	0.966	5.24	0.00	0.00	0.00	0.00	230
				2902.27	613.06	2850.00	580.00	

Tableau 5.8 - Résultats des bus



Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax
			S	P	Q	S	P	Q		
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR		
1	1	2	33.8	11.2	31.86	79.26	-11.14	-78.47	0.08	175
2	1	3	19.9	-7.3	18.54	24.35	7.62	-23.13	0.27	175
3	1	5	60.2	60.1	2.96	59.40	-59.35	-2.30	0.77	175
4	2	4	40.4	38.1	13.39	40.29	-37.52	-14.66	0.54	175
5	2	6	48.3	48.1	-4.92	47.12	-46.93	4.13	1.14	175
6	3	9	27.5	22.1	-16.42	26.06	-21.84	14.22	0.23	175
7	4	9	36.5	-36.5	-0.34	36.86	36.85	-0.91	0.37	175
8	5	10	16.5	-11.6	-11.70	15.08	11.70	9.51	0.06	175
9	6	10	157.9	-89.1	-130.35	143.10	90.20	-111.09	1.14	175
10	7	8	117.0	115.0	21.49	113.77	-112.82	-14.68	2.18	175
11	8	9	37.0	-37.0	-0.14	37.62	37.58	-1.73	0.62	175
12	8	10	29.3	-21.2	-20.18	27.56	21.57	17.16	0.35	175
13	11	13	87.4	-84.2	-23.69	86.42	84.63	17.49	0.47	500
14	11	14	177.0	-176.7	-10.44	179.09	178.44	15.25	1.74	500
15	12	13	66.2	-60.9	-26.11	63.83	61.15	18.30	0.26	500
16	12	23	226.5	-226.2	-12.02	236.52	232.75	42.08	6.53	500
17	13	23	222.6	-222.5	-5.93	229.95	228.01	29.85	5.50	500
18	14	16	375.3	-372.4	45.87	379.51	379.50	0.80	7.06	500
19	15	16	122.0	113.8	-44.14	121.33	-113.47	42.97	0.32	500
20	15	21	215.0	-214.9	2.85	218.01	217.82	9.04	2.89	500
21	15	21	215.0	-214.9	2.85	218.01	217.82	9.04	2.89	500
22	15	24	220.7	214.1	53.48	214.34	-210.81	-38.74	3.27	500
23	16	17	324.0	-322.0	35.38	325.73	325.42	-14.27	3.40	500
24	16	19	116.9	111.0	-36.61	115.89	-110.58	34.69	0.40	500
25	17	18	187.5	-186.8	-16.64	188.31	187.40	18.43	0.61	500
26	17	22	142.0	-138.6	30.91	144.93	141.39	-31.84	2.76	500
27	18	21	60.4	-60.2	5.30	61.15	60.32	-10.05	0.12	500
28	18	21	60.4	-60.2	5.30	61.15	60.32	-10.05	0.12	500
29	19	20	50.2	-35.2	-35.84	45.08	35.32	28.00	0.11	500
30	19	20	50.2	-35.2	-35.84	45.08	35.32	28.00	0.11	500
31	20	23	107.5	-99.3	-41.00	106.78	99.62	38.45	0.30	500
32	20	23	107.5	-99.3	-41.00	106.78	99.62	38.45	0.30	500
33	21	22	164.6	-156.3	51.69	165.72	158.61	-48.02	2.33	500

-----  
Total: 49,24

Tableau 5.9- Résultats des lignes

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule
			S	P	Q	S	P	Q	
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	
1	3	24	209.7	-209.68	2.55	214.34	210.81	38.74	1.13
2	9	11	110.1	-107.39	-24.23	113.34	107.69	35.34	0.30
3	9	12	122.5	-120.21	-23.35	126.16	120.59	37.09	0.38
4	10	11	154.1	-152.62	21.51	153.18	153.17	-1.22	0.56
5	10	12	167.4	-165.86	22.92	166.52	166.52	1.03	0.66

-----  
Total : 3,03

Table 5.10-Résultats des transformateurs

## 5.5. Conclusion

Les résultats des simulations de load-flow, confirment les avantages de la méthode Newton-Raphson qui converge en un temps plus faible et avec un nombre d'itération beaucoup plus faible que la méthode Gauss-Seidel. La complexité de codage de la méthode Newton-Raphson est toutefois réduite grâce au grand nombre de fonctions offertes par l'outil de développement MATLAB.

Dans les cas où les consignes de tension (des nœuds PV) ne peuvent pas être atteintes sans le dépassement des limites des puissances réactives générées dans ces nœuds ( $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$ ), il est possible de fixer le réactif dans ces nœuds à un extremum (en fonction de la limite dépassée) et de changer le type de ce nœud d'un type PV en PQ, dans ce cas les tensions de ces nœuds seront des inconnus à déterminer par la méthode de calcul des tensions nodales.

Cependant le calcul du Load-Flow, se fait pour une seule combinaison de consignes des variables d'état du système de puissance (consignes de tension, Facts, prise de transformateur etc.) parmi plusieurs d'autres combinaisons possibles. Le calcul de l'Optimal Power Flow, qui est le sujet du prochain chapitre, permet de trouver la combinaison de consignes optimales, qui garantit à la fois, la minimisation des pertes et la maximisation de la sécurité d'exploitation.

## Chapitre : VI - Optimal Power Flow – Etude de cas.

### 6.1 Introduction.

La recherche de l'OPF est une opération assez importante pour un exploitant du réseau électrique. L'OPF consiste à trouver la combinaison optimale des consignes de tension et Facts, des prises de transformateurs, état des réactances et gradins etc. Cette combinaison optimale des variables d'état permet à la fois de minimiser les pertes par effet joule dans le système de puissance et de maximiser la sécurité d'exploitation.

Ce problème d'optimisation fait partie de la catégorie, '*Optimisation multi-objectif sous contrainte*'. En littérature plusieurs méthodes sont adoptées pour résoudre un problème d'OPF, parmi celles ci, la méthode Newton-Raphson (NR), la programmation linéaire (LP), la programmation quadratique, la programmation non linéaire (NLP) et d'autres techniques appartenant aux méta-heuristiques telles que l'Algorithme Génétique, la recherche taboue etc. Dans le cadre de ce travail de mémoire de fin d'étude, la méthode d'optimisation utilisée pour la recherche de l'OPF est '*L'Algorithme Génétique à Codage Binaire*'.

### 6.2 Algorithme génétique.

L'algorithme génétique est une méta-heuristique de recherche globale qui se base sur les principes de la génétique pour trouver la solution optimale pour un problème d'optimisation. Il existe plusieurs variétés d'algorithme génétique tels que, l'Algorithme Génétique à Codage Binaire, l'Algorithme Génétique à Codage Continu et l'Algorithme Génétique de Pareto etc.

### 6.3 Algorithme à codage binaire.

#### 6.3.1. Génération de la population initiale.

La population initiale est une matrice binaire (table 6.3) dont chaque ligne représente un individu (consignes des variables d'états du réseau). Cette matrice est générée après la lecture de la base de données du réseau et les paramètres de codage de chaque variable (Table 6.1). Cela permet de savoir combien de variables existe, sur combien de bits chaque variable sera représentée ainsi les valeurs min et max que peuvent prendre ces variables etc.

Paramètre (Consigne)	Nbits	Valeur max	Valeur min	Nbre de paramètres
Tension	5	1.05	0.95	Lire la base de données réseau
Prise Transformateur	5	21	1	Lire la base de données réseau
Etat de réactance	1	1	0	Lire la base de données réseau
SVC	5	Lire la BDD	Lire la BDD	Lire la base de données réseau
TCSC	5	Lire la BDD	Lire la BDD	Lire la base de données réseau
STATCOM				

Tableau 6.1- Paramètres de codage.

Fact_id	Fact_type	Bus_id	Branche_id	Val	Valmin	Valmax
-	-	-	-	-	-	-

Tableau 6.2- Structure de données des Facts.

[illegible]

Tableau 6.3 - matrice binaire représentant une population

### Remarque

Les consignes des STATCOM ne sont prises en compte que dans le fait de changement du type du nœud PQ dans le quel se trouve ce FACTS en type PV dont la consigne de tension sera considérée comme une variable d'état. En outre les caractéristiques  $Q_{min}$  et  $Q_{max}$  de ce nœud sont modifiées de sorte à tenir en compte le STATCOM y placé.

### 6.3.2. Décodage

Après extraction des bits d'une variable depuis le nombre binaire représentant un individu, sa valeur est convertie en décimale. Le décodage des variables d'état est personnalisé pour chaque type de variable. Par exemple les consignes de tension des nœuds PV sont représentées sur un même nombre de bits et ils ont même valeur max et min, cependant que les consignes des Facts sont représentées sur un même nombre de bits mais leurs valeurs de consignes (max et min) dépendent des caractéristiques du Facts. De ce fait une table contenant les paramètres de décodage est nécessaire parmi la base de données du réseau.

### Exemple de décodage d'une variable.

Soit B est un binaire de n bits. Ou B(n) est le bit le plus fort et B(1) est le bit le plus faible.

$$valeur\ décimale = (B_{(n)} * 2^{(n-1)} + B_{(n-1)} * 2^{(n-2)} + \dots + B_{(2)} * 2^{(1)} + B_{(1)} * 2^{(0)}) * \left( \frac{val_{max} - val_{min}}{2^{(n)} - 1} \right) + val_{min}$$

(Les données val min et max sont extrait de la table de décodage relatif à chaque paramètre)

### 6.3.3. Fonction Objectif

Chaque ligne de la matrice représentée sur la table 6.3 représente une solution possible pour l'OPF, cette matrice nécessite une conversion en nombre réel en fonction de la table de codage (table 6.1). La

fonction objectif est calculé pour chaque individu par le calcul du load-flow et l'évaluation de la sécurité statique relative à cette solution.

Les critères d'optimisation se présentent sous forme de fonction objectif à minimiser ou à maximiser selon le cas. Ils peuvent également être utilisés pour que les différentes contraintes soient respectées. Dans ce cas les solutions conduisant à des violations de ces contraintes sont pénalisées. Plusieurs critères d'optimisation ont été élaborés pour réaliser les optimisations. Ils sont décrits dans ce qui suit.

### 6.3.4. Critères d'optimisation.

#### 6.3.4.1. Maximisation de la charge desservie.

La maximisation de la charge (system loadability) consiste à déterminer la puissance maximale pouvant être desservie aux consommateurs, tout en respectant les contraintes sur les transits de puissances et sur les tensions.

#### 6.3.4.2. Maximisation de la sécurité du système.

Dans le cas où l'OPF est calculé pour exploiter le réseau avec une grande marge sécurité possible, afin de prévenir des éventuels problèmes ou changements qui pourraient survenir dans le système, deux critères d'optimisation sont combinés. Le premier est relatif aux puissances circulant dans les branches et le second concerne les tensions nodales.

#### 6.3.4.3. Equilibrage des charges des branches.

L'équilibrage des charges des branches (*load balancing*) consiste à exploiter le réseau en répartissant les réserves de puissances dans les lignes de manière uniforme. L'expression à minimiser est de la forme :

$$\sum_{l=1}^b \left( \frac{S_L}{S_{Lmax}} \right)^2 \quad (6.1)$$

Avec :

- $S_L$  puissance apparente circulant dans la branche l ;
- $S_{Lmax}$  puissance maximale dans la branche l.

#### 6.3.4.4. Equilibrage des tensions.

De même que pour les charges des branches, l'équilibrage des tensions a pour but d'exploiter le réseau avec un profil de tension aussi plat que possible. La fonction à minimiser est la suivante.

$$\sum_{i=1}^n \left( \frac{U_{iref} - U_i}{U_{iref}} \right)^2 \quad (6.2)$$

Avec :

- $U_i$  tension au nœud i ;
- $U_{iref}$  tension nominale du nœud i.

Pour les nœuds de types PV, la valeur de  $U_{iref}$  correspond aux tensions de consigne respectives des générateurs connectés.

#### 6.3.4.5. Sécurité d'exploitation.

La sécurité du système peut être exprimée par une fonction combinant les équations (6.1) et (6.2) qu'il s'agit de minimiser :

$$J = \sum_{l=1}^b w_l \left( \frac{S_L}{S_{Lmax}} \right)^{2p} + \sum_{i=1}^n w_i \left( \frac{U_{iref} - U_i}{U_{iref}} \right)^{2q} \quad (6.3)$$

Avec :

- $w_i$  et  $w_l$  : des coefficients permettant de donner plus ou moins de poids à certaines lignes ou nœuds stratégiques du réseau.
- $p$  et  $q$  exposants utilisés pour pénaliser de manière plus ou moins forte les surcharges dans les lignes et les grands écarts de tension.

#### 6.3.4.6. Minimisation des pertes actives

Les pertes actives dans le réseau sont données par

$$\sum_{l=1}^b R_l I_l^2 + \sum_{t=1}^n R_t I_t^2 \quad (6.4)$$

- $R_l$  et  $R_t$  : résistance de la branche  $l$  et du transformateur  $t$  ;
- $I_l$  et  $I_t$  : courant circulant dans la branche  $l$ , respectivement courant circulant dans le transformateur  $t$ .

### 6.3.5. Opérateurs génétiques

#### 6.3.5.1. Sélection

L'opération de sélection consiste à sélectionner les  $N$  individus qui ont les meilleurs coûts. Ces  $N$  meilleurs individus vont appartenir à la génération suivante. Le nombre d'individus qui vont survivre est calculé par la formule (6.5).

$$N = \text{Taille de la population} * \text{Taux de sélection} \quad (6.5)$$

#### 6.3.5.2. Croisement

L'opération de sélection précédente a permis de sélectionner les  $N$  meilleures solutions et d'éliminer les individus restants. L'opération de croisement va permettre de régénérer le nombre d'individu manquant pour garder la même taille de la population initiale.

Le nombre d'opération de croisement à effectuer pour restituer la taille initiale de la population est exprimé par la formule (6.6).  $C$  paires d'individus sont tirés de manière aléatoire depuis la liste des  $N$

meilleurs individus, puis chaque paire génère deux *Enfants* par croisement. Le point de croisement de chaque opération de croisement est choisi de façon aléatoire.

$$C = \frac{\text{Taille de la population} - N}{2} \quad (6.6)$$

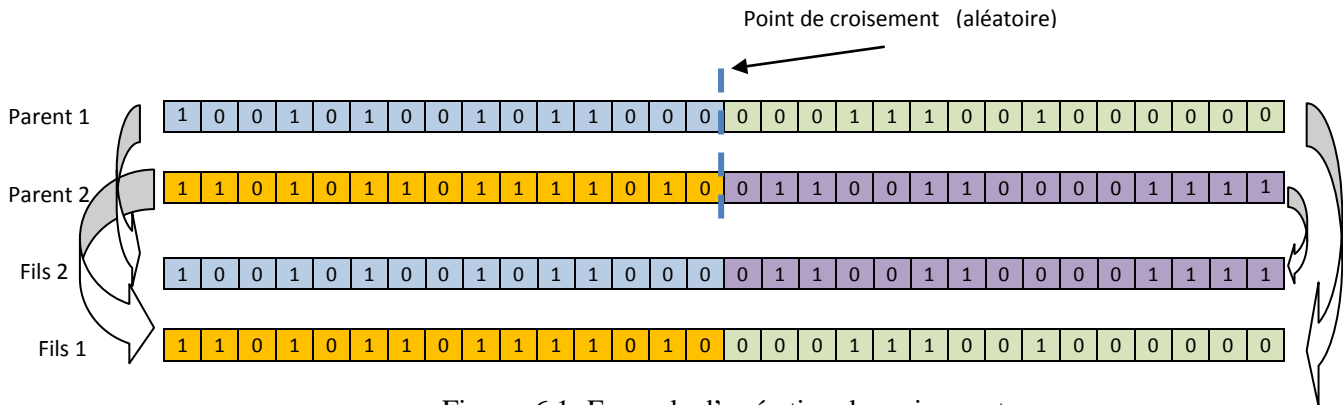


Figure 6.1- Exemple d'opération de croisement

### 6.3.5.3. Mutation

L'opération de mutation, pour un algorithme génétique à codage binaire, consiste à tirer de façon aléatoire un ensemble de chromosomes d'une population donnée et de les remplacer par l'inverse (ou par une valeur aléatoire) de leurs valeurs initiales. Les indexes (ligne, colonne) de ces chromosomes (bits) sont générés de manière aléatoire. Le nombre de bits à muter, qui est proportionnel au taux de mutation est représenté par la formule (6.7). Toutefois le meilleur individu est exclu de cette opération de mutation.

$$\text{Nombre de bits à muter} = (\text{Taille de population} - 1) * \text{Taux de mutation}. \quad (6.7)$$

### Exemple de mutation

Meilleur individu

0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
0	0	1	0	1	0	1	1	0	1
1	1	0	1	1	0	0	1	1	0
1	1	0	1	0	1	0	1	1	0
1	1	1	1	1	0	1	0	1	1

Bits mutés

Tableau 6.4 - Exemple de population constituée de 5 individus.

### 6.3.6. Algorithme

#### Début

lecture de la base de données

lecture des paramètres de codage

Génération de la population initiale

itération=1

**Tant que** (itération < itération max) et (coût > coûtmin) **faire**

```

    Calculer la fonction objectif pour chaque individu
    Selection
    croisement
    mutation
  fin tant que
    retourner meilleur individu
  Affichage des résultats
fin

```

## 6.4 Simulations

Dans la suite, une présentation des simulations faites par le programme d'OPF sur un réseau de test IEEE de 24 bus, dont les caractéristiques sont présentées au chapitre précédent.

### 6.4.1. Simulation de l'OPF.

#### Paramètres de simulation :

- Popsiz = 50
- Mutrate = 0.15
- Selectrate = 0.5
- Generations = 50

#### Résultat de simulation.

- Timecalculation: 122.488 (s)
- Best cost = 48.2529

Bus id	Consigne de tension (pu)
1	1.05
7	1.05
13	1.04
14	1.04
15	1.01
16	1.02
18	1.04
21	0.96
22	0.99
23	1.05

Tableau 6.5- Consignes de tension

Réac id	état
1	ES

Tableau 6.6 – Etat de réactances

#### Remarque :

L'algorithme peut être amélioré en ajoutant une option qui arrête les itérations lorsque le meilleur coût n'évolue plus, dans cet exemple on remarque que le meilleur coût est trouvé à la génération 16 (itération 16). Cette option permettrait de gagner du temps.



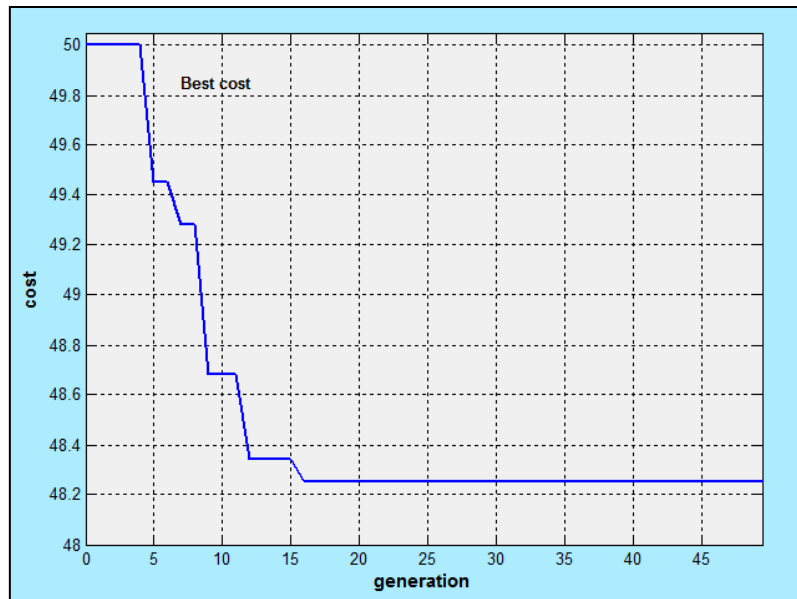


Figure 6.2- Évolution du meilleur coût au fil des générations

#### 6.4.2.Simulation Load-Flow.

##### Résultat du Load-Flow avec les consignes de l'OPF.

Résultats Load Flow par la méthode Newton-Raphson

Nombre d itération : 8  
 Temps de calcul : 85.00 (ms)  
 Pertes par effet joule : 47.82 (MW)

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(Kv)
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR	
1	144.46	1.047	-6.51	172.00	47.50	108.00	22.00	138
2	143.61	1.041	-6.54	172.00	-50.00	97.00	20.00	138
3	141.13	1.023	-5.19	0.00	0.00	180.00	37.00	138
4	140.31	1.017	-8.97	0.00	0.00	74.00	15.00	138
5	143.22	1.038	-9.25	0.00	0.00	71.00	14.00	138
6	142.82	1.035	-11.67	0.00	0.00	136.00	28.00	138
7	144.90	1.050	-6.84	240.00	49.45	125.00	25.00	138
8	140.72	1.020	-10.40	0.00	0.00	171.00	35.00	138
9	142.15	1.030	-6.96	0.00	0.00	175.00	36.00	138
10	145.60	1.055	-8.94	0.00	0.00	195.00	40.00	138
11	236.67	1.029	-1.99	0.00	0.00	0.00	0.00	230
12	235.36	1.023	-1.41	0.00	0.00	0.00	0.00	230
13	240.01	1.044	0.00	183.81	138.62	265.00	54.00	230
14	240.01	1.044	2.01	0.00	82.63	194.00	39.00	230
15	243.48	1.059	10.70	215.00	110.00	317.00	64.00	230
16	243.43	1.058	9.70	155.00	80.00	100.00	20.00	230
17	246.61	1.072	13.92	0.00	0.00	0.00	0.00	230
18	248.77	1.082	15.21	400.00	200.00	333.00	68.00	230
19	240.51	1.046	8.48	0.00	0.00	181.00	37.00	230
20	240.19	1.044	9.27	0.00	0.00	128.00	26.00	230
21	246.71	1.073	16.05	400.00	-50.00	0.00	0.00	230
22	245.06	1.065	21.54	300.00	-60.00	0.00	0.00	230
23	240.76	1.047	10.42	660.00	-11.13	0.00	0.00	230
24	234.42	1.019	4.95	0.00	0.00	0.00	0.00	230

Total :

2897.81	537.07	2850.00	580.00
---------	--------	---------	--------

Tableau 6.7 -Résultats des nœuds

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax
			S	P	Q	S	P	Q		
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR		
1	1	2	22.0	11.5	18.75	69.68	-11.50	-68.72	0.05	175
2	1	3	13.7	-8.1	11.03	18.56	8.21	-16.65	0.13	175
3	1	5	60.7	60.5	-4.29	59.98	-59.80	4.63	0.73	175
4	2	4	39.2	38.2	8.68	39.14	-37.71	-10.47	0.48	175
5	2	6	49.3	48.3	-9.96	47.99	-47.22	8.58	1.09	175
6	3	9	27.9	24.2	-13.85	26.52	-23.99	11.30	0.22	175
7	4	9	36.6	-36.3	-4.53	36.75	36.63	2.92	0.34	175
8	5	10	21.7	-11.2	-18.63	19.88	11.29	16.36	0.09	175
9	6	10	168.9	-88.8	-143.69	150.15	89.82	-120.32	1.04	175
10	7	8	117.6	115.0	24.45	114.51	-113.00	-18.51	2.00	175
11	8	9	37.2	-37.1	2.04	37.96	37.69	-4.52	0.57	175
12	8	10	27.9	-20.9	-18.53	25.85	21.17	14.83	0.29	175
13	11	13	84.5	-80.8	-24.89	83.01	81.19	17.27	0.40	500
14	11	14	180.2	-179.9	-10.83	182.09	181.53	14.18	1.65	500
15	12	13	72.2	-59.8	-40.34	68.04	60.12	31.86	0.28	500
16	12	23	224.4	-223.8	16.74	229.99	229.84	8.41	6.02	500
17	13	23	225.3	-222.5	35.49	228.21	227.76	-14.38	5.26	500
18	14	16	376.7	-375.5	29.45	382.26	382.06	12.30	6.53	500
19	15	16	112.7	111.9	-13.92	112.23	-111.60	11.80	0.25	500
20	15	21	215.2	-215.2	1.61	217.89	217.78	6.96	2.61	500
21	15	21	215.2	-215.2	1.61	217.89	217.78	6.96	2.61	500
22	15	24	223.8	216.5	56.69	218.15	-213.47	-44.94	3.04	500
23	16	17	323.1	-323.1	-6.64	327.06	326.13	24.59	3.08	500
24	16	19	115.7	107.6	42.54	116.35	-107.25	-45.09	0.37	500
25	17	18	192.3	-186.7	-46.20	193.14	187.26	47.29	0.58	500
26	17	22	141.1	-139.4	21.61	144.58	141.84	-28.00	2.42	500
27	18	21	73.5	-60.1	42.35	76.70	60.29	-47.42	0.16	500
28	18	21	73.5	-60.1	42.35	76.70	60.29	-47.42	0.16	500
29	19	20	37.1	-36.9	4.05	39.04	36.94	-12.62	0.07	500
30	19	20	37.1	-36.9	4.05	39.04	36.94	-12.62	0.07	500
31	20	23	100.9	-100.9	-0.38	101.23	101.20	-2.58	0.26	500
32	20	23	100.9	-100.9	-0.38	101.23	101.20	-2.58	0.26	500
33	21	22	159.2	-156.1	30.92	161.28	158.09	-31.93	1.96	500

-----  
Total: 45.04

Tableau 6.7 -Résultats des branches

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule
			S	P	Q	S	P	Q	
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	
1	3	24	212.5	-212.42	-6.50	218.15	213.48	44.94	1.05
2	9	11	110.3	-106.98	-26.97	113.52	107.26	37.18	0.28
3	9	12	119.8	-118.35	-18.73	122.61	118.68	30.78	0.33
4	10	11	154.2	-152.91	20.11	153.43	153.42	-1.45	0.51
5	10	12	166.9	-164.37	29.03	165.13	164.97	-7.18	0.60

-----  
Total : 2.77

Tableau 6.7 -Résultats des transformateurs

## 6.5 Conclusion

L'algorithme génétique, a permis de trouver des optimums globales du problème d'OPF pour un réseau de faible taille (24 bus) en un temps raisonnable (quelques secondes). En outre, la qualité de la solution dépend fortement du dosage de la fonction objectif, pour que l'amélioration des pertes (minimisation) ne soit pas au détriment de la sécurité d'exploitation ou l'inverse.

Par ailleurs la qualité du résultat se dégrade lorsque l'option de changement de bus PV, dont les limites de puissances réactives sont dépassées, en bus PQ est éliminée. Ceci s'explique par le fait que les solutions inadmissibles deviennent plus nombreuses que les solutions admissibles et l'algorithme trouve peu de bon individu pour évoluer de génération en génération.

Les résultats, d'OPF, sont extrêmement importants pour la recherche du placement optimal de Facts dans un réseau de puissance, la lenteur du programme ou la médiocrité de la solution d'OPF auront un grand impact sur l'efficacité du programme de recherche du placement optimal de Facts, qui sera le sujet du chapitre suivant.

## **Chapitre VII- Placement Optimal Facts – Etude de Cas.**

### **7.1. Introduction**

Dans le cadre de ce projet de mémoire, Une méta-heuristique de recherche globale est adoptée pour résoudre le problème de placement optimal de FACTS dans un réseau de puissance. Pour des raisons de simplification, les charges dans le réseau sont supposées fixes sur tout l'horizon de planification.

Le présent chapitre présente l'approche d'optimisation adoptée ainsi le programme réalisé sur la plate forme Matlab pour la résolution du problème de placement de FACTS. Des simulations sont ensuite faite sur un réseau de test de 9 bus et les résultats sont discutés.

### **7.2. Programmes**

La méthode adoptée pour l'optimisation du placement de FACTS dans ce projet de mémoire, se base sur l'Algorithme Génétique à codage binaire et la méthode Newton-Raphson pour le calcul du Load-Flow. Cette méthode s'intéresse uniquement au régime permanent par l'évaluation du flux de puissance et du plan de tension du réseau de puissance sujet d'étude. Cela amène donc à comparer uniquement les bénéfices des FACTS au régime permanent.

Les programmes réalisés sur la plate forme « Matlab », comportent deux algorithmes génétiques. Le premier a pour but de trouver la combinaison optimale des variables d'état d'un réseau de puissance (consignes de tension, gradins, prises transformateurs etc.), en procédant par la génération d'une population initiale, dont la fitness de chaque individu sera évaluée par le calcul du load-flow, puis le programme passe d'une génération à autre par les opérateurs de sélection, croisement et mutation qui permettent l'exploration du domaine de recherche pour trouver la solution la plus adaptée au problème.

Le deuxième algorithme génétique, a pour but de trouver l'emplacement et les caractéristiques ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ ) optimaux d'un certain nombre de FACTS à installer. Ceci est atteint par la génération d'une population initiale (aléatoire) de dispositifs FACTS, puis l'évaluation de la fitness de chaque individu par le calcul de l'Optimal Power Flow avec la nouvelle configuration de FACTS installée. Le programme évolue d'une génération à autre par les opérateurs génétiques (sélection, croisement, mutation), et retourne le meilleur individu trouvé (meilleure configuration de FACTS).

### **7.3. Approche adoptée.**

Dans la littérature, plusieurs approches sont adoptées pour le traitement du placement des FACTS, dans [33], L'approche adoptée, est l'augmentation de la capacité de transmission disponible, ATC (Available Transfer Capability), dans [34] la stabilité de tension, et la Stabilité de tension et les pertes dans [2], et La sécurité statique du système de puissance dans [35]. Dans le cadre du présent travail de mémoire, l'installation des FACTS a pour objectif de minimiser les pertes par effet joule, et d'augmenter la sécurité statique (surcharge et plan de tension).

### **7.4. Fonction de coût.**

La fonction de coût est le critère permettant d'évaluer l'aptitude des solutions afin de déterminer la meilleure ou la solution optimale d'un problème d'optimisation donné. La fonction objectif adoptée dans cette partie est composée de :

- Coût d'installation de FACTS

- Pertes par effet joule.
- Pénalités sur les surcharges, et sur les chutes et surtensions.

Ces trois paramètres devront être bien dosés pour avoir de bons résultats. Dans notre cas, l'horizon de planification est supposé de quatre ans, donc la fonction objectif sera :

$$FF = \text{Coût d'installation de FACTS} + \sum (P_j + \text{Pénalités})_{\text{horizon de planification}} - \sum (P_j + \text{Pénalités})_{\text{horizon de planification (sans fact)}}$$

## 7.5. Coût de FACTS

Mis à part les avantages techniques pouvant être retirés des FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement pris en compte dans l'évaluation des bénéfices retirés par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitation de maintenance et d'amortissement d'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation. Le niveau de tension du système ou encore la technologie de semi-conducteurs utilisée. Au prix du dispositif lui-même viennent encore s'ajouter des coûts supplémentaires dus en particulier à l'achat du terrain et l'accès au site, ainsi qu'aux frais d'étude et de développement.

À puissance égale, les dispositifs basés sur des convertisseurs avec thyristors GTO sont environ 25% plus chers que les FACTS utilisant des thyristors classiques. La figure (7.1) représente la répartition des coûts de ces deux types d'installations. [8]

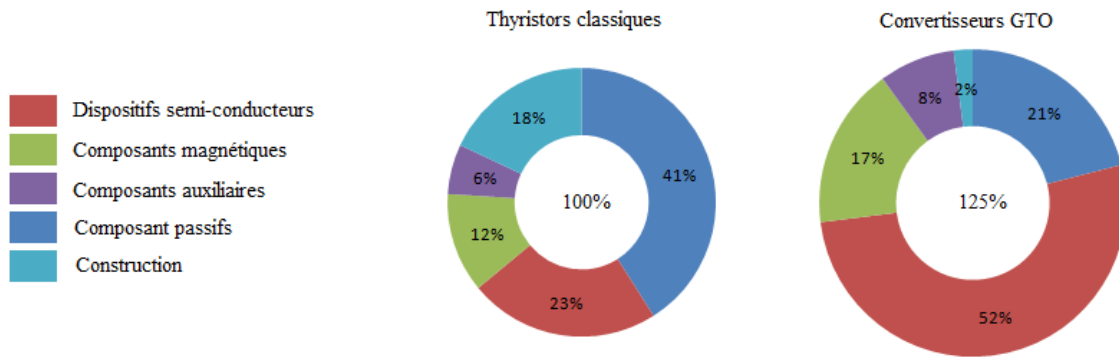


Figure 7.1 – Répartition des coûts dans les installations FACTS.

D'après [36], la fonction de coût pour les SVC et TCSC sont représentés comme suit :

$$C_{TCSC} = 0.0015 S^2 - 0.7130 S + 127.38 \text{ (US \$/kVar)}$$

$$C_{SVC} = 0.0003 S^2 - 0.2691 S + 188.22 \text{ (US \$/kVar)}$$



Bus id	Type	Vs	Ang(deg)	Pg	Qg	Pload	Qload	Qmin	Qmax	Vn
1	slack	1	0	0	0	0	0	0	0	345
2	PV	1	0	1.63	0	0	0	-3	3	345
3	PV	1	0	0.85	0	0	0	-3	3	345
4	PQ	1	0	0	0	0	0	0	0	345
5	PQ	1	0	0	0	0.9	0.3	0	0	345
6	PQ	1	0	0	0	0	0	0	0	345
7	PQ	1	0	0	0	1	0.35	0	0	345
8	PQ	1	0	0	0	0	0	0	0	345
9	PQ	1	0	0	0	1.25	0.50	0	0	345

Tableau 7.1- Extrait des données des nœuds

Line id	from bus	To Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Smax (pu)
1	1	4	0	0.0576	0	3
2	2	8	0	0.00625	0	3
3	3	6	0	0.0586	0	3
4	4	5	0.017	0.092	0.158	3
5	4	9	0.010	0.085	0.176	3
6	5	6	0.039	0.17	0.358	3
7	6	7	0.0119	0.1008	0.209	2
8	7	8	0.0085	0.072	0.149	3
9	8	9	0.032	0.161	0	3

Tableau 7.2- Extrait des données des branches

## 7.8.2. Cas n°1- Simulation sur un réseau de 9 bus

### 7.8.2.1. Simulation d'OPF sans FACTS.

Résultat d'OPF.

Paramètre de l'algorithme génétique.

Taille de population : 50  
 Taux de mutation : 0.15  
 Nombre de génération : 50

Résultats.

Temps de calcul : 87.243 (s)  
 Meilleur coût : 5.1421

Bus id	Consigne de tension (pu)
1	1.02
2	1.02
3	1.01

Tableau 7.3- Consignes des tensions

### 7.8.2.2. Simulation de Load-Flow.

Résultats de Load Flow.

Bus	Tension			Production		Charge		
n°	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR	Vn(Kv)
1	353.35	1.024	0.00	71.81	31.01	0.00	0.00	345
2	352.80	1.023	4.17	163.00	24.45	0.00	0.00	345
3	349.45	1.013	4.66	85.00	-11.36	0.00	0.00	345
4	347.61	1.008	-2.30	0.00	0.00	0.00	0.00	345

## Chapitre VII

5	343.60	0.996	-3.84	0.00	0.00	90.00	30.00	345
6	352.13	1.021	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	345
7	347.80	1.008	0.61	0.00	0.00	100.00	35.00	345
8	352.30	1.021	3.61	0.00	0.00	0.00	0.00	345
9	335.55	0.973	-4.12	0.00	0.00	125.00	50.00	345

Total:

319.81	44.10	315.00	115.00
--------	-------	--------	--------

Tableau 7.4 - Résultats des nœuds

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax
			S	P	Q	S	P	Q		
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR		
1	1	4	78.2	71.8	31.01	76.94	-71.81	-27.65	0.00	300
2	2	8	164.8	163.0	24.45	164.59	-163.01	-22.82	0.00	300
3	3	6	85.8	85.0	-11.36	86.42	-85.01	15.56	0.00	300
4	4	5	30.8	30.8	-0.59	33.84	-30.64	-14.36	0.17	300
5	4	9	49.8	41.0	28.27	59.15	-40.65	-42.96	0.30	300
6	5	6	61.4	-59.4	-15.61	62.51	60.75	-14.75	1.39	300
7	6	7	24.3	24.3	-0.78	31.43	-24.20	-20.06	0.08	200
8	7	8	77.3	-75.8	-14.93	76.39	76.30	3.70	0.49	300
9	8	9	88.8	86.7	19.15	84.60	-84.31	-6.97	2.42	300

Total:	4.84
--------	------

Tableau 7.5 - Résultats des branches

Les résultats de load flow obtenus, n'indiquent pas de présence de surcharge de ligne ni des chutes de tensions ou des surtensions. En outre les pertes par effet joules sont faibles, de l'ordre de 2%. De ce fait, et suivant l'approche adoptée pour optimiser le placement des FACTs, il y a peu d'intérêt à installer ces dispositifs dans ce réseau de teste.

### 7.8.2.3. Simulation Placement Optimal de FACTs.

#### Paramètres de l'algorithme génétique :

Nombre d'itération : 26

Taille de population : 20

Taux de sélection : 0.5

Taux de mutation : 0.15

Nombre de FACTs à installer : 2

Qmin : -50 MVAR

Qmax : 120 MVAR

#### Paramètre de l'algorithme génétique d'OPF

Taille de population : 50

Nombre de génération : 50

Taux de sélection : 0.5

Taux de mutation : 0.15

#### Résultats de simulation

Temps de calcul : 8874.512 (s)

Meilleure solution



FACT Type	Bus id	Branche id	Qmin	Qmax
STATCOM	3	-	-1.8	0.39
SVC	9	-	-1.96	1.76

Tableau 7.6 – Résultat de Configuration de Facts optimale.

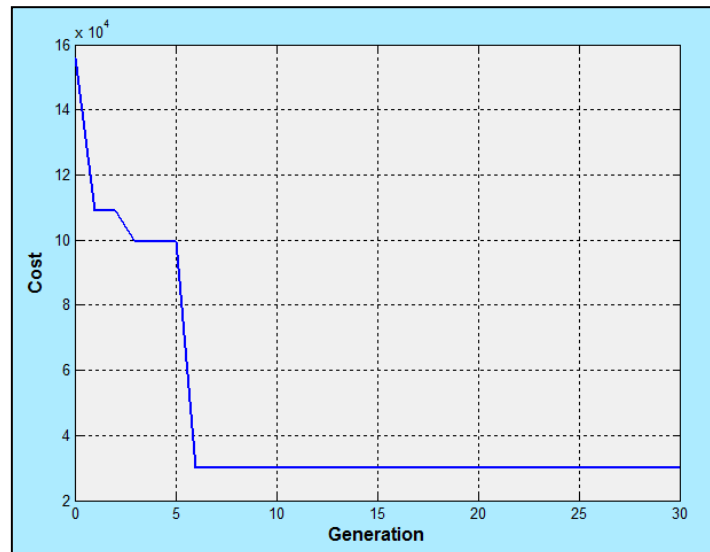


Figure 7.3 - Evolution du meilleur coût au fil des itérations

#### 7.8.2.3.1. Interprétation :

Le nombre de FACTs à installer n'est pas décidé par optimisation, mais il est imposé par l'utilisateur du programme. Dans le cas où l'installation de FACTs n'est pas bénéfique, le programme d'optimisation va réduire la puissance installée à son minimum. Ce qui est le cas dans les résultats obtenus par simulation du programme de placement de Facts sur ce réseau de test de 9 bus, qui est un réseau qui ne porte pas de contraintes selon l'approche d'optimisation qui est suivie.

#### 7.8.2.4. Simulation d'OPF avec FACTs.

##### Paramètres de simulation

Taille de population : 20  
 Taux de mutation : 0.15  
 Nombre de générations : 26

##### Résultats

Temps de calcul : 18.718 (s)  
 Meilleur coût : 5.1691  
 Meilleure solution.

Bus id	Consigne de tension
1	1.02
2	1.02
3	1.01

Tableau 7.10- Consignes des tensions

Bus id	Ligne id	Fact type	Consigne (pu)
9	-	SVC	0.02

Tableau 7.11- Consignes des FACTs

**7.8.2.5. Simulation Load-Flow.****Résultats Load Flow par la méthode Newton-Raphson**

Nombre d itérations : 2

Temps de calcul : 47.00 (ms)

Pertes par effet joule : 4.86 (MW)

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(Kv)
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR	
1	353.35	1.024	0.00	71.82	32.32	0.00	0.00	345
2	351.11	1.018	4.25	163.00	20.97	0.00	0.00	345
3	348.90	1.011	4.71	85.00	-10.23	0.00	0.00	345
4	347.36	1.007	-2.30	0.00	0.00	0.00	0.00	345
5	343.14	0.995	-3.84	0.00	0.00	90.00	30.00	345
6	351.36	1.018	1.94	0.00	0.00	0.00	0.00	345
7	346.49	1.004	0.65	0.00	0.00	100.00	35.00	345
8	350.68	1.016	3.69	0.00	0.00	0.00	0.00	345
9	335.12	0.971	-4.12	0.00	0.00	125.00	50.00	345

Total:

319.82	43.06	315.00	115.00
--------	-------	--------	--------

Tableau 7.12 - Résultats des nœuds

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax
			S	P	Q	S	P	Q		
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR		
1	1	4	78.8	71.8	32.32	77.42	-71.82	-28.92	0.00	300
2	2	8	164.3	163.0	20.97	164.15	-163.00	-19.34	0.00	300
3	3	6	85.6	85.0	-10.23	86.22	-85.01	14.44	0.00	300
4	4	5	30.8	30.8	0.08	34.08	-30.61	-14.98	0.17	300
5	4	9	50.1	41.0	28.87	59.56	-40.70	-43.48	0.31	300
6	5	6	61.3	-59.4	-14.98	62.66	60.79	-15.21	1.39	300
7	6	7	24.3	24.2	0.81	32.33	-24.15	-21.48	0.08	200
8	7	8	77.0	-75.9	-13.51	76.38	76.34	2.43	0.49	300
9	8	9	88.3	86.7	16.94	84.40	-84.26	-4.78	2.42	300

Total:	4.86
--------	------

Tableau 7.13 - Résultats des branches

**7.8.3. Cas n°2 - Simulation sur un réseau de 9 bus (charges modifiées)**

Dans la suite, et pour présenter un cas où l'installation de FACTs présente un intérêt, les charges et puissances, du réseau de test, ont été augmenté et la capacité de la ligne n°2 à été réduite à 150 MVA. Ces nouvelles charges sont présentées sur la table (7.14).

Bus id	Type	Vs	Ang (deg)	Pg	Qg	Pload	Qload	Qmin	Qmax	Vn
1	slack	1	0	0	0	0	0	0	0	345
2	PV	1	0	2.2	0	0	0	-3	3	345
3	PV	1	0	1.2	0	0	0	-3	3	345
4	PQ	1	0	0	0	0	0	0	0	345
5	PQ	1	0	0	0	2.3	0.8	0	0	345
6	PQ	1	0	0	0	0	0	0	0	345
7	PQ	1	0	0	0	1	0.35	0	0	345
8	PQ	1	0	0	0	0.8	0.3	0	0	345
9	PQ	1	0	0	0	1.6	0.8	0	0	345

Tableau 7.14 – Données des nœuds.

### 7.8.3.1. Simulation d'OPF sans FACTS.

#### Paramètres d'optimisation :

popsize = 20  
 mutrate = 0.15  
 generations= 26

#### Résultats de simulation

Time calculation: 16.242 (s)  
 Best cost : 312.6244

Bus id	Consigne de tension
1	1.05
2	0.98
3	1.05

Tableau 7.15- Consignes des tensions

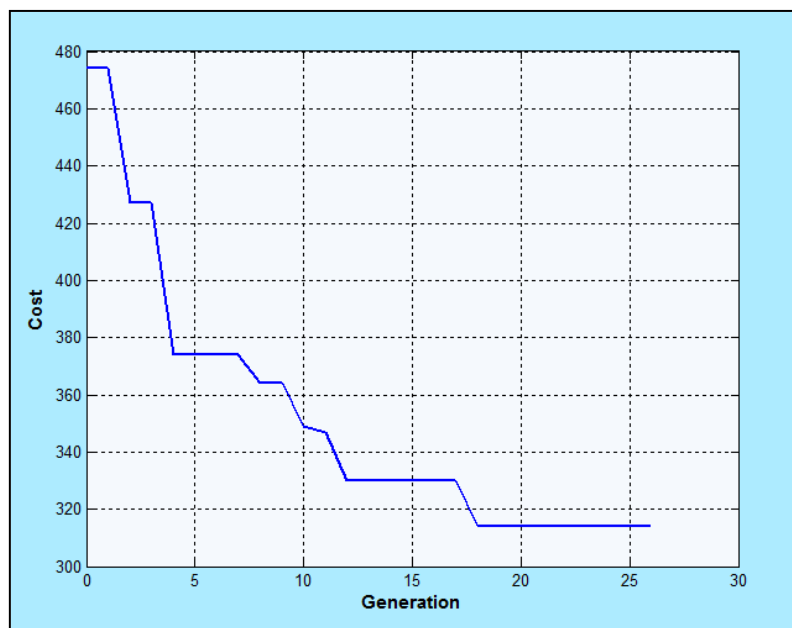


Figure 7.4 - Evolution du meilleur coût au fil des itérations

### 7.8.3.2. Simulation Load-Flow.

#### Résultats Load Flow par la méthode Newton-Raphson.

Nombre d'itérations : 3  
 Temps de calcul : 45.00 (ms)  
 Pertes par effet joule : 12.14 (MW)

## Chapitre VII

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(Kv)	CP
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR		
1	362.25	1.050	0.00	242.14	142.96	0.00	0.00	345	0.00
2	338.88	0.982	-5.14	220.00	44.03	0.00	0.00	345	0.00
3	362.25	1.050	-3.81	120.00	60.51	0.00	0.00	345	0.00
4	338.31	0.981	-7.79	0.00	0.00	0.00	0.00	345	0.00
5	315.81	0.915	-15.93	0.00	0.00	230.00	80.00	345	10.63
6	351.36	1.018	-7.58	0.00	0.00	0.00	0.00	345	0.00
7	338.84	0.982	-9.06	0.00	0.00	100.00	35.00	345	0.00
8	337.95	0.980	-5.96	0.00	0.00	80.00	30.00	345	0.00
9	316.42	0.917	-12.48	0.00	0.00	160.00	80.00	345	6.96

Total:

582.14	247.51	570.00	225.00
--------	--------	--------	--------

Tableau 7.16 - Résultats des nœuds.

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax	CP
			S	P	Q	S	P	Q			
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR			
1	1	4	281.2	242.1	142.96	262.61	-242.14	-101.65	0.00	300	2.62
2	2	8	224.4	220.0	44.03	223.75	-220.00	-40.77	0.00	150	280.27
3	3	6	134.4	120.0	60.51	130.35	-120.00	-50.91	0.00	300	0.00
4	4	5	154.4	147.8	44.46	147.74	-143.49	-35.17	4.34	300	0.01
5	4	9	110.3	94.3	57.20	111.38	-92.93	-61.39	1.37	300	0.00
6	5	6	97.4	-86.5	-44.83	94.71	90.40	28.25	3.90	300	0.00
7	6	7	37.3	29.6	22.66	50.95	-29.37	-41.64	0.23	200	0.00
8	7	8	70.9	-70.6	6.64	73.12	71.09	-17.11	0.46	300	0.00
9	8	9	74.3	68.9	27.88	69.60	-67.07	-18.61	1.84	300	0.00

Total:	12.14
--------	-------

Tableau 7.16 - Résultats des branches.

L'augmentation de la charge transitée dans ce réseau de 9 bus ainsi la réduction de la capacité de transite de la ligne n°2 a engendré des chutes de tension dans les nœuds 5 et 9 ainsi une surcharge sur la ligne n°2. Chose qui a augmenté les coûts de pénalités sur ces trois éléments du réseau de puissance. Dans la suite une simulation de placement optimal de Facts sera faite sur ce réseau, pour constater la solution qui sera proposée par le programme.

### 7.8.3.3. Simulation Placement Optimal de FACTs.

**Paramètres de simulation :**

Taille de population : 10

Nombre de génération : 26

Taux de sélection : 0.5

Taux de mutation : 0.15

Nombre de Facts : 2

Qmax : 150 MVA

Qmin : -50 MVA

**Résultats de simulation :**

Time calculation: 5022.499 (s)

Fact Type	Bus id	Branche id	Qmin	Qmax
SVC	6	-	0	54.12
SVC	9	-	- 1.57	34.12

Tableau 7.18 – Résultat de Configuration de Facts optimale.

### 7.8.3.4. Simulation d'OPF avec FACTS.

#### Paramètres de simulation.

Taille de population : 20  
 Taux de sélection : 0.5  
 Taux de mutation : 0.15  
 Nombre de génération : 26

#### Résultats de simulation.

Temps de résolution : 19.33 (s)  
 Meilleur coût : 243.9877

Bus id	Consigne de tension
1	1.05
2	0.96
3	1.05

Tableau 7.19 - Consignes des tensions

Bus id	Ligne id	Fact type	Consigne (pu)
6	-	SVC	0.51
9	-	SVC	0.33

Tableau 7.20 - Consignes des FACTS

### 7.8.3.5. Simulation Load-Flow.

#### Résultats Load Flow par la méthode Newton-Raphson

Nombre d'itérations : 3  
 Temps de calcul : 47.00 (ms)  
 Pertes par effet joule : 11.59 (MW)

Bus n°	Tension			Production		Charge		Vn(KV)	CP
	Amp (KV)	V (pu)	Ang (deg)	P Mw	Q MVAR	P Mw	Q MVAR		
1	362.25	1.050	0.00	241.59	118.63	0.00	0.00	345	0.00
2	332.20	0.963	-4.50	220.00	1.36	0.00	0.00	345	0.00
3	361.15	1.047	-3.54	120.00	37.90	0.00	0.00	345	0.00
4	342.86	0.994	-7.66	0.00	0.00	0.00	0.00	345	0.00
5	320.51	0.929	-15.54	0.00	0.00	230.00	80.00	345	0.32
6	354.58	1.028	-7.28	0.00	0.00	0.00	0.00	345	0.00
7	336.76	0.976	-8.62	0.00	0.00	100.00	35.00	345	0.00
8	332.21	0.963	-5.35	0.00	0.00	80.00	30.00	345	0.00
9	327.36	0.949	-12.27	0.00	0.00	160.00	80.00	345	0.00

Total:

581.59	157.89	570.00	225.00
--------	--------	--------	--------

Tableau 7.21 - Résultats des nœuds

Line	From bus	To bus	From bus			To bus			Pjoule	Smax	CP
			S	P	Q	S	P	Q			
			MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR		MVA	
1	1	4	269.1	241.6	118.63	254.74	-241.59	-80.78	0.00	300	1.69
2	2	8	220.0	220.0	1.36	220.01	-220.00	1.90	0.00	150	230.38
3	3	6	125.8	120.0	37.90	123.56	-120.00	-29.43	0.00	300	0.00
4	4	5	153.7	147.1	44.45	147.47	-142.91	-36.37	4.20	300	0.01
5	4	9	101.2	94.5	36.33	103.01	-93.37	-43.52	1.11	300	0.00
6	5	6	97.4	-87.1	-43.63	94.45	90.87	25.77	3.79	300	0.00

7	6	7	48.3	29.1	38.48	63.25	-28.76	-56.33	0.37	200	0.00
8	7	8	74.4	-71.2	21.33	78.13	71.77	-30.89	0.52	300	0.00
9	8	9	68.2	68.2	-1.01	67.25	-66.63	9.10	1.61	300	0.00

Total:	11.59
--------	-------

Tableau 7.22 - Résultats des nœuds

### 7.8.3.6. Interprétation des résultats.

La configuration de Facts proposée par le programme a permis de réduire significativement les coûts de pénalité sur les tensions, et a permis aussi de réduire légèrement les pertes par effet joule, cependant le problème de surcharge sur la ligne n°2 n'a pas été résolu, chose qui est justifiée, car la ligne n°2 est en antenne, et la résolution de la surcharge nécessite la construction d'une nouvelle ligne.

Il est aussi remarquable que la compensation sera plus efficace dans les nœuds qui connaissent les plus importantes chutes de tension (nœud 5 et 9). Cependant le déplacement de l'SVC du nœud 6 vers le nœud 5 n'améliora pas significative la Fonction Fitness, car le coût de pénalité sur les chutes de tension est très faible de l'ordre de 0.32. Il est possible donc de rendre le programme sensible à ce détail en augmentant la pénalité sur les chutes de tension.

### 7.9. Conclusion.

La mise en cascade de deux algorithmes génétiques a donné lieu à une solution relativement lente, Les résultats dépendent fortement du mixte réalisé entre les différents éléments constituant la fonction objectif.

Cependant l'inconvénient majeur de cette solution peut être dépassé par le remplacement de la méthode adoptée pour la résolution de l'OPF par une autre méthode plus rapide telle que la programmation linéaire, la programmation quadratique etc.

Par ailleurs, d'autres techniques de croisement (opérateur génétique) et de codage de variables (code Hamming/Gray, Codage réel etc.) peuvent être testées sur l'algorithme génétique afin de constater sa sensibilité face à ces techniques de codage et de croisement.

## Conclusion générale.

Ce projet de mémoire de fin d'étude a traité le problème de placement de FACTs dans toutes ces parties, commençant par le problème de calcul de load-flow, l'optimal power flow et finalement le problème d'optimisation de placement de FACTs. Ceci, a permis d'acquérir un savoir dans toutes ces parties, mais a réduit le temps consacré au problème principal, qui est le placement de FACTs.

L'approche d'optimisation adoptée, qui s'appuie sur l'évaluation du fonctionnement du réseau en régime stationnaire, a nécessité le calcul du load-flow ainsi la recherche de l'optimal power flow. Les programmes développés, sur la plate forme Matlab, s'appuient sur les méthodes de calcul de load-flow, Gauss-Seidel et Newton-Raphson ainsi sur l'algorithme génétique à codage binaire qui est utilisé à deux reprises. Une fois pour la recherche de l'Optimal Power Flow et une deuxième pour le placement optimal de FACTs.

L'utilisation de deux méta-heuristiques de recherche globale a donné lieu à une solution relativement lente dont la qualité du résultat dépend de la qualité des solutions de l'OPF, du dosage réalisé entre les éléments de la fonction objectif (coût d'installation, pertes par effet joule, pénalités sur la violation des contraintes etc.) et des paramètres de l'algorithme génétique (taille de population, nombre de génération, taux de croisement etc.).

Par ailleurs ces résultats ainsi le temps de simulation peuvent significativement être améliorés, par l'adoption d'une méthode plus rapide pour la recherche de l'optimal power flow (ex programmation quadratique), l'utilisation du codage *Gray* au lieu du codage *Hamming* pour le codage des variables binaires ou encore l'utilisation de l'algorithme génétique à codage réel et aussi bien par l'intégration d'une méta-heuristique de recherche locale.

La taille du problème de placement de FACTs, incite à penser à utiliser des programmes d'OPF déjà prêts en vu de consacrer plus de temps à l'implantation des différentes méta-heuristiques et à l'analyse et comparaison des méthodes ainsi à l'adoption de plusieurs approches d'optimisation telles que l'ATC (Available Transfer Capability) la CM (Congestion Management) etc.

# Bibliographie

- [1] **Agnieszka Stasiakowska.** Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre La Libéralisation Et La Sécurité D'approvisionnement En Electricité. *Institut Européen De L'université De Geneve Collection Euryopa Vol. 63-2009. (mémoire).*
- [2] **Parizad, A. Khazali, M. Kalantar.** Application of HSA and GA in Optimal Placement of FACTS Devices Considering Voltage Stability and Losses. *World Academy of Science, Engineering and Technology 32 2009*
- [3] **K. Vijayakumar, Dr. R. P. Kumudinidevi.** A New Method For Optimal Location Of Facts Controllers Using Genetic Algorithm. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology.*
- [4] **Bindeshwar Singh, N. K. Sharma ,A. N. Tiwari.** A Comprehensive Survey of Optimal Placement and Coordinated Control Techniques of FACTS Controllers in Multi-Machine Power System Environments. *Journal of Electrical Engineering & Technology Vol. 5, No. 1, pp. 79~102, 2010 79*
- [5] **[5] C.Vasavi, Dr. T.Gowri Manohar.** Facts Placement for Maximum Power Transfer Capability And Stability in a Transmission Line. *International Journal Of Computational Engineering Research (ijceronline.com) Vol. 2 Issue. 7. November 2012*
- [7] **Abouzar Samimi, Peyman Naderi.** A New Method for Optimal Placement of TCSC Based on Sensitivity Analysis for Congestion Management. *Smart Grid and Renewable Energy*, February 2012.
- [8] **Stéphane GERBEX.** Méta-heuristique Appliquées au placement optimal de dispositifs FACTs dans un réseau électrique. *Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne.* 2003.
- [9] **Stephane Gerbex, Rachid Cherkaoui, and Alain J. Germond,** "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 537-544, Aug. 2001.
- [10] **Naresh Acharya, and Nadarajah Mithulananthan,** "Influence of TCSC on congestion and spot price in electricity market with bilateral contract," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 77, pp. 1010-1018, 2007.
- [11] **S. N. Singh, and A. K. David,** "Optimal Location Of FACTS Devices For Congestion Management," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 58, no. 2, pp. 71-79, 2001.
- [12] **Y. Lu, and A. Abur,** "Static security enhancement via optimal utilization of thyristor- controlled series capacitor," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 324-329, May 2002.
- [13] **Rony Seto Wibowo, Naoto Yorino, Mehdi Eghbal, Yoshifumi Zoka, and Yutaka Sasaki,** "FACTS devices allocation with control coordination considering congestion relief and voltage stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, issue 1, pp. 2302-2310, 2011.
- [14] **Narayana Prasad Padhy, and M.A. Abdel moamen,** "Power flow control and solutions with multiple and multi-type FACTS devices," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 74, no. 3, pp. 341-351, 2005.
- [15] **Yog Raj Sood,** "Evolutionary programming based optimal power flow and its validation for deregulated power system analysis," *Int. J. Electr. Power & Energy Syst.*, vol. 29, pp. 65-75, 2007.
- [16] **P.K Tiwari, Y.R. Sood.** An Efficient Approach for Optimal Placement of TCSC in Double Auction Power Market. *International Journal of Electronics and Electrical Engineering.* juin 2012.
- [17] **F.Z. GHERBI, F.LAKDJA, R. BERBER, H. BOUDJELLA.** Dispatching Economique au Moyen du Dispositif FACTS. *Mediamira Science Publisher.* Vol 51, 2010.
- [18] **Narain G. Hingoranl, Laszlo Gyugyi.** Understanding FACTS, Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. *IEEE Power Engineering Society.* 2000.
- [19] **Y. Xiao, Y.H Song, and Y.Z. Sun.** Power Injecton Method and Linear Programming for FACTS Control. *Power Engineering Society Winter Meeting*, p 877-884, 2000.



- [20] **M. Gondran and G.T. Heydt.** Power Flow Control and Power Flow Studies for Systems with FACTS Devices. *IEEE Trans. Power System*, February 1998.
- [21] **X. Duan, J. Chen, F. Peng, Y. Luo,** and H. Huang. Power Flow Control whit FACTS Devices. *Power Engineering Society Symmer Meeting*, 2000.
- [22] **P. Preedavichit and S.C. Srivastava.** Optimal Reactive Power Dispatch Considering FACTS Devices. *Electric Power System Research*, September 1998.
- [23] **P. Kundur.** Power System Stability and Control. Power System Engineering Series. *Electric Power Research Institute*, Palo Alto, California, mcgraw-hill inc. edition, 1993.
- [24] **Walid TFAILLI.** Conception d'un algorithme de colonie de fourmis pour l'optimisation continue dynamique. *Thèse De Doctorat De L'université Paris 12-Val De Marne UFR De Sciences Et Technologie*. décembre 2007.
- [25] **Nicolas Barnier, Pascal Brisset.** Optimisation Par Algorithme Génétique Sous Contraintes. *École Nationale de l'Aviation Civile. Technique et science informatiques*. Volume 18 - n\_1/1999, page 1 à 29.
- [26] **Laurent Guillopé.** Optimisation sous contrainte. *Laboratoire de mathématiques Jean Leray Département de mathématiques, UFR Sciences et techniques Université de Nantes*. mai 2012.
- [27] **Nicolas Durand.** Algorithmes génétiques et autres outils d'optimisation appliqués à la gestion de trafic aérien, 5 octobre 2004.
- [28] **CHRISTIAN GAGNÉ.** Algorithmes Evolutionnaires Appliqués `A La Reconnaissance Des Formes Et A La Conception Optique. *Faculté des études supérieures de l'Université Laval*. MAI 2005.
- [29] **Sean Luke.** Essentials of Metaheuristics. First Edition février 2012.
- [30] **G.M Gilbert, D.E.Bouchard, and A.Y. Chikhani.** A Comparison Of Load Flow Analysis Using Distflow, Gauss-Seidel, And Optimal Load Flow Algorithms. *Department of Electrical and Computer Engineering, Royal Military College of Canada Kingston, Ontario*, 1998.
- [31] **Hans Glavitsch, Rainer Bacher.** Optimal Power Flow Algorithms. *Swiss Federal Institute Of Technology Ch-S092 Zürich, Switzerland*.
- [32] **K.S.Pandya, S.K.Joshi.** A Survey of Optimal Power Flow Methods. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. 2005.
- [33] **Manisha Agarwal, Aziz Ahmed.** ATC Enhancement for Optimal Placement of FACTS using Artificial Intelligence (AI) Technique. *IJCSI International Journal of Computer Science Issues*, Vol. 9, Issue 3, No 1, May 2012
- [34] **G. Naveen Kumar, M. Surya Kalavathi and R. Harini Krishna.** Optimal Placement of Svc and Statcom for Voltage Stability Enhancement under Contingency Using Cat Swarm Optimization. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, Nov. 2012
- [35] **A. Samimi, M.A. Golkar.** A Novel Methode for Optimal Placement of FACTS Based on Sensitivity Analysis for Enhancing Power System Static Security.
- [36] **A.B. Bhattacharyya, B. S.K. Goswami.** OPTIMAL Placement of FACTS Devices by Genetic Algorithm for the Increased Load Ability of a Power System. *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2011.
- [37] **Joe H. Chow.** Power System Coherency and Model Reduction. p. 70.
- [40] **Laurent SMOCH.** Recherche Opérationnelle. *Laboratoire de Mathématiques Pures et Appliquées Joseph Liouville Université du Littoral*. Septembre 2013